

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS PADRÃO E HÍ-
BRIDO TIPO PVT

por

Edison Estivaleta Bilhalva Junior

Dissertação para obtenção do Título de
Mestre em Engenharia

Porto Alegre, Dezembro de 2018.

ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS PADRÃO E HÍ-
BRIDO TIPO PVT

por

Edison Estivaleta Bilhalva Junior
Engenheiro Civil

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Título de

Mestre em Engenharia

Área de Concentração: Energia

Orientador: Profa. Dra. Letícia Jenisch Rodrigues

Aprovada por:

Prof. Dr. Arno Krenzinger

PROMECC / UFRGS

Prof. Dr. Cirilo Seppi Bresolin

DEMEC / UFRGS

Profa. Dra. Rejane de CésarO Oliveski

PPG Eng. Mecânica / UNISINOS

Prof. Dr. Fernando Marcelo Pereira
Coordenador do PROMEC

Porto Alegre, 21 de Dezembro 2018

AGRADECIMENTOS

Agradeço à professora Letícia Jenisch Rodrigues, orientadora deste trabalho, pelos ensinamentos passados, paciência, confiança, tempo e disposição dedicados. Aos colegas do LabSol e da sala 203, pela amizade, ajuda, se necessária, e pelos momentos de descontração.

Agradecimento especial para a colega Maíra, por todo conhecimento passado em relação ao software, e para Crissiane, pela ajuda na parte experimental deste trabalho. Ambas forneceram dados e informações importantes para conclusão desta dissertação, além da grande amizade feita.

Aos meus pais, Edison Estivaleta Bilhalva e Miriam Acquolini Estivaleta Bilhalva, e meus irmãos, por todo apoio, e estarem incondicionalmente ao meu lado.

Agradeço ao apoio financeiro, em bolsa de mestrado, por parte do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico do Brasil (CNPQ).

RESUMO

Sistemas que utilizam energia solar podem fornecer calor e eletricidade. Os coletores solares térmicos são utilizados para o aquecimento de fluidos e os módulos fotovoltaicos para a geração de eletricidade. Contudo, nos últimos anos, os módulos híbridos fotovoltaicos, ou módulos PVT (*photovoltaic thermal*), que combinam um módulo fotovoltaico e um coletor solar térmico em uma única estrutura, começam a ganhar destaque na literatura especializada. Isto porque este tipo de módulo propicia a associação dos dois processos, influenciando positivamente na eficiência da conversão elétrica da radiação solar incidente através da diminuição da temperatura do módulo. Não obstante, neste tipo de dispositivo destacam-se as seguintes vantagens: aproveitamento dos espaços disponíveis para a instalação e a utilização do calor gerado pelo módulo no aquecimento, ou pré-aquecimento, de um fluido. O Laboratório de Energia Solar da UFRGS, LabSol, possui uma bancada própria para a realização de testes tanto de módulos fotovoltaicos, quanto de coletores solares térmicos. Assim, o objetivo principal dessa dissertação é fazer a avaliação de desempenho na conversão de eletricidade de um módulo fotovoltaico padrão e de um módulo PVT. Com relação ao fabricante, à dimensão e às propriedades elétricas, ambos os módulos são iguais. Entretanto, em um deles, é acoplado um conjunto de serpentinas, de maneira a caracterizar um módulo PVT. Num segundo momento, os dados experimentais desse módulo são comparados aos dados simulados no software TRNSYS (*Transient Simulation System*). Embora o módulo PVT utilizado e módulo PVT simulado não sejam iguais, o objetivo é avaliar qualitativamente o comportamento de ambos. Busca-se, assim, determinar se o modelo do software pode ser utilizado para fins de previsão do comportamento térmico e elétrico do módulo PVT. Os resultados obtidos estão de acordo com o esperado, visto que na análise experimental a temperatura do módulo PVT foi inferior à temperatura do módulo PV padrão, ou seja, a eficiência do módulo PVT é superior. Com relação aos dados da simulação, o desvio relativo para a temperatura média de saída da água do módulo PVT, em comparação aos dados medidos, é de 2,98%. Com relação à máxima potência, o desvio relativo foi de 4,30%.

Palavras-chave: Módulo PVT; Módulo fotovoltaico; Coletor solar térmico; Simulação TRNSYS; Avaliação do comportamento térmico e elétrico.

ABSTRACT

Systems that use solar energy can provide heat and electricity. Solar thermal collectors are used for fluids heating and photovoltaic modules for electricity generation of. However, in recent years, photovoltaic hybrid modules, or PVT (photovoltaic thermal) modules, which combine a photovoltaic module and a solar thermal collector into a single structure, are beginning to gain prominence in the specialized literature. This is because its favors the association of two processes, positively influencing the efficiency of the electric conversion of the incident solar radiation through the decrease of the module temperature. Nevertheless, this device has the following advantages: provision of the spaces available for installation and the use of the heat generated by the module in the heating or preheating of a fluid. The Solar Energy Laboratory of UFRGS, LabSol, has its own bench for testing both photovoltaic modules and solar thermal collectors. Thus, the main objective of this dissertation is to perform the performance evaluation in the conversion of electricity from a standard photovoltaic module and a PVT module. Regarding the manufacturer, size and electrical properties, both modules are the same. However, in one of them, a set of coils is coupled, so as to characterize a PVT module. In a second moment, the experimental data of this module are compared to the simulated data in the software TRNSYS (Transient Simulation System). Although the PVT module used and the simulated PVT module are not the same, the objective is to qualitatively evaluate the behavior of both. The aim is to determine whether the software model can be used for predicting the thermal and electrical behavior of the PVT module. The results obtained are in agreement with the expectations, since in the experimental analysis the temperature of the PVT module was lower than the temperature of the standard PV module, i.e., the efficiency of the PVT module is higher. Regarding the simulation data, the relative deviation for the mean water outlet temperature of the PVT module, compared to the measured data, is 2.98%. Regarding the maximum power, the relative deviance was 4.30%.

Keywords: PVT module; Photovoltaic module; Solar thermal collector; TRNSYS simulation; Evaluation of thermal and electrical behavior.

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Objetivos	5
2.1	Organização do trabalho	5
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E CONCEITOS BÁSICOS	6
2.1	Conversão fotovoltaica	6
2.1.1	Parâmetros elétricos	8
2.1.2	Influência da irradiância e da temperatura na curva I-V	10
2.2.3	Componentes básicos de sistemas fotovoltaicos	11
2.2	Conversão térmica	12
2.2.1	Coletores solares térmicos	12
2.3	Conversão fotovoltaica e térmica: módulos híbridos PVT	14
2.4.1	PVT - ar.....	17
2.4.2	PVT - água	18
2.4.3	PVT - bi fluido	20
2.4.4	Outros desenvolvimentos em tecnologia de módulos PVT	20
2.4	Modelos, simulações e dimensionamentos de módulos PVT	21
3	METODOLOGIA	28
3.1	Software TRNSYS	28
3.1.2	Componentes utilizados: <i>types</i>	29
3.2.	Módulo PVT confeccionado	32
3.2.1	Caracterização da bancada experimental	33
3.2.2	Montagem da bancada experimental	34
3.2.3	Caracterização dos módulos FV e PVT	36
3.2.4	Características elétricas dos módulos FV e PVT	37
3.2.5	Circuito hidráulico	41
3.2.6	Instrumentação utilizada	43
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	46
4.1	Resultados experimentais	46
4.1.1	Eficiência térmica	46
4.1.2	Irradiância, temperatura e eficiência térmica instantânea	49

4.1.3	Temperatura e eficiência elétrica instantânea	50
4.2	Resultados da simulação	52
5	CONCLUSÕES	56
5.1	Trabalhos futuros	56
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	57
ANEXO A	Módulo FV: dados do fabricante	62

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	Oferta interna de energia elétrica por fonte. [EPE, 2017]	2
Figura 1.2	Composição setorial do consumo de eletricidade. [EPE, 2017]	3
Figura 2.1	Mapa do total diário de irradiação direta normal, em média anual, para Brasil. [Pereira et al., 2017]	8
Figura 2.2	Curva I-V de um módulo de silício monocristalino com potência nominal de 100 Wp. [Pinho, 2014]	9
Figura 2.3	Curva I-V para diferentes valores de irradiância para uma célula FV, porém mantendo-se $T_{cél} = 25^{\circ}\text{C}$ e AM 1,5. [Pinho, 2014]	10
Figura 2.4	Curva I-V para diferentes valores de temperatura de célula FV, porém mantendo-se $G = 1.000 \text{ W/m}^2$ e AM 1,5. [Pinho, 2014]	11
Figura 2.5	Componentes básicos de sistemas fotovoltaicos. [Altener, 2004]	12
Figura 2.6	Tipos de coletores apresentados em função de suas temperaturas de operação e aplicações. [Pereira, 2018]	13
Figura 2.7	Curvas de eficiência térmica, elétrica e global de um módulo PVT. [Adaptado de Almeida e Oliveira, 2008]	15
Figura 2.8	Classificação de sistemas que utilizam módulos PVT. [Adaptado de Sathe e Dhobe, 2016]	16
Figura 2.9	Fatores e parâmetros que afetam o projeto de um módulo PVT. [Adaptado de Elbreki et al., 2016]	17
Figura 2.10	Tipos de módulos PVT – Água. (A) Placa e tubo. (B) Canal. (C) escoamento livre. (D) Dois absorvedores. [Adaptado de Zondag et al., 2003]	19
Figura 2.11	Seção transversal de um módulo PVT – água do tipo placa e tubo. [Adaptado de Kalogirou e Tripanagnostopoulos, 2006]	20
Figura 2.12	Distribuição de temperatura em módulo PVT. [Aste et al., 2016]	25
Figura 3.1	Diagrama de informações para o módulo PVT estudado.	31
Figura 3.2	Sistema montado na interface gráfica do TRNSYS.	31
Figura 3.3	Localização do Laboratório de energia solar dentro do Campus do Vale, UFRGS.	34

Figura 3.4	Bancada experimental utilizada nesta dissertação. Configuração de julho de 2018.	35
Figura 3.5	Camadas do módulo PVT em vista explodida.	36
Figura 3.6	Módulo PVT e módulo FV vistos por trás.	37
Figura 3.7	Vista traseira do módulo FV, à esquerda, e detalhe da lateral, à direita.	38
Figura 3.8	Curva I-V e P-V para o módulo FV.	39
Figura 3.9	Curva I-V e P-V para o módulo PVT.	39
Figura 3.10	Componentes do circuito hidráulico: medidor de vazão (1), bomba (2), filtro (3) e <i>by-pass</i> com válvula gaveta (4).	42
Figura 3.11	Tubulação interna do módulo PVT, serpentina de polímero resistente a altas temperaturas.	42
Figura 3.12	Posição dos sensores de temperatura na parte traseira do módulo, em projeto e construído.	43
Figura 3.13	Piranômetro fixado na bancada de ensaio.	44
Figura 3.14	Esquema do sistema completo.	45
Figura 4.1	Medições de eficiências instantâneas e reta de regressão linear para o módulo PVT.	48
Figura 4.2	Irradiação, temperatura ambiente, e temperatura de entrada e de saída de água no dia 08/06/2018.	49
Figura 4.3	Evolução das eficiências térmicas instantâneas ao longo do dia 08/06/2018.	50
Figura 4.4	Temperatura de entrada e de saída da água no módulo PVT e eficiências elétricas instantâneas no dia 08/06/2018.	51
Figura 4.5	Temperaturas de entrada e saída de água para os módulos PVT simulado e confeccionado no dia 23/05/2018.	53
Figura 4.6	Temperaturas de entrada e saída de água para os módulos PVT simulado e confeccionado no dia 24/05/2018.	54
Figura 4.7	Temperaturas de entrada e saída de água para os módulos PVT simulado e confeccionado no dia 08/06/2018.	54
Figura 4.8	Potência de pico dos módulos FV e PVT ao longo do dia 24/05. (autor, 2018).	55

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1	Eficiência de células fotovoltaicas. [Pinho, 2014]	7
Tabela 2.2	Classificação dos coletores térmicos em função da temperatura de operação. [Adaptado de Pereira, 2018]	14
Tabela 2.3	Seleção de artigos em que foram estudadas simulações numéricas e dimensionamento de coletores PVT. [Adaptado de Junior e Rodrigues, 2018]	24
Tabela 3.1	Parâmetros utilizados na caracterização do módulo PVT confeccionado.	32
Tabela 3.2	Valores das especificações elétricas dos módulos, dadas pelo fabricante e após ensaio.	40
Tabela 3.3	Especificações do Inversor. [Adaptado de Ancines, 2016]	40
Tabela 3.4	Valores de incerteza para cada grandeza medida.	45
Tabela 4.1	Condições em regime permanente, definido por norma vigente, para ensaio de coletores térmicos. [Adaptado de ABNT, 2009]	47
Tabela 4.2	Valores de dados experimentais para o teste de eficiência térmica. ...	48
Tabela 4.3	Comparação da energia elétrica gerada ao longo de um dia pelo módulo FV e pelo módulo PVT.	51
Tabela 4.4	Parâmetros do módulo PVT utilizados no TRNSYS.	52

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

AM	<i>Air Mass</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
a-Si	Silício Amorfo
BEN	Balanço Energético Nacional
BESTLab	<i>Building Envelope & Technologies Laboratory</i>
BIPV	<i>Building Integrated Photovoltaics</i>
CIE	<i>Comission Internationale del'Éclairage</i>
CFD	<i>Computational Fluid Dynamics</i>
c-Si	Silício Monocristalino
DEMEC	Departamento de Engenharia Mecânica
EES	<i>Equation Engineering Solver</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EVA	Etil Vinil Acetato
FV	Fotovoltaico
ISO	<i>International Standard Organization</i>
LabSol	Laboratório de Energia Solar
pc-Si	Silício Policristalino
PCM	<i>Phase Change Materials</i>
PPR	Polipropileno
PROMECC	Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica
PV	<i>Photovoltaic</i>
PVT	<i>Photovoltaic Thermal</i>
PVT-SAH	<i>Photovoltaic Thermal – Solar Air Heating</i>
SFA	Sistemas Fotovoltaicos Autônomos
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
TIC	<i>Transparent Insulation Cover</i>
TRNSYS	<i>Transient System Simulation Tool</i>
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolos Latinos

A_c	Área do Coletor/módulo	[m ²]
C_{PH2O}	Calor Específico da água	[kJ/kgK]
F'	Fator de eficiência	[-]
FF	Fator de forma	[-]
FR	Fator de remoção do calor	[-]
$FR\tau\alpha$	Fator que representa as perdas ópticas	[-]
FRU_L	Fator que representa as perdas térmicas	[W/m ² K]
G	Irradiância	[W/m ²]
G_d	Irradiância difusa	[W/m ²]
I	Corrente elétrica	[A]
$I-V$	Corrente - tensão	[A - V]
I_{MP}	corrente de máxima potência	[A]
I_{SC}	corrente de curto-circuito	[A]
\dot{m}	Vazão mássica	[kg/s]
$P-V$	Potência - tensão	[Wp - V]
T_{amb}	Temperatura ambiente	[°C]
$T_{cél}$	Temperatura da célula fotovoltaica	[°C]
T_e	Temperatura de entrada da água	[°C]
$T_{mód}$	Temperatura do módulo	[°C]
T_s	Temperatura de saída da água	[°C]
U_L	Coefficiente de perdas totais do módulo	[W/m ² K]
U_b	Coefficiente de perdas superfície inferior do módulo	[W/m ² K]
V_{OC}	tensão de circuito aberto	[V]
V_{MP}	tensão de máxima potência	[V]
V_v	Vazão volumétrica	[m ³ /s]
v_w	Velocidade do vento	[m/s]
W_p	Watt-pico	[Wp]

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolos Gregos

$\alpha_{mód}$	Absortividade do módulo	[-]
ΔT	Diferença de temperatura entre entrada e saída	[°C]
$\varepsilon_{mód}$	Emissividade do módulo	[-]
η	Eficiência,	[-]
η_e	Eficiência elétrica	[-]
η_t	Eficiência térmica	[-]
$\eta_{mód}$	Eficiência do módulo	[-]
θ	Ângulo de incidência	[°]

1 INTRODUÇÃO

A ação antrópica vem se intensificando de modo exponencial, principalmente no século XX, aumentando os danos ambientais e gerando previsões preocupantes. Este cenário deve-se ao crescimento populacional, urbano e industrial, que ascendeu de forma desenfreada e sem políticas públicas que regulassem a deterioração ambiental ou a ordem social.

Os danos ambientais ocasionados pela geração de energia possuem diversas dimensões e magnitudes. Regiões são afetadas pela poluição, aquecimento, chuva ácida, degradação, desmatamento e desertificação, entre outros. As usinas hidrelétricas construídas no Brasil, por exemplo, resultaram em milhares de quilômetro quadrados de terras inundadas para formação de reservatórios, segundo Bermann, 2002, causando deslocamento de inúmeras famílias, alterando o ecossistema, florestas, áreas agrícolas e reduzindo a biodiversidade.

O emprego e o desenvolvimento de energias renováveis podem ser considerados uma saída para diminuir a emissão de gases poluidores e consentir uma questão crescente de energia, principalmente pela abrangente quantidade de radiação solar e vento disponível em nosso país. Para Bronzatti e Neto, 2008, analisando o cenário para o Brasil dos anos de 2010 a 2030, haverá um déficit de suprimento de energia, que deve ser sanado com a utilização de fontes alternativas.

A situação brasileira atual guia-se pela obtenção de energia oriunda de usinas hidrelétricas e de petróleo. Porém, a tendência é que o cenário mude, em um primeiro momento, com o aumento de utilização de gás natural, e em outro momento com a maior participação da energia eólica e da energia solar. Essas mudanças devem ocorrer principalmente devido ao desenvolvimento e à mudança da estrutura econômica nacional.

Segundo o Balanço Energético Nacional, BEN, [EPE, 2017], a principal fonte de energia elétrica é a hidráulica, conforme pode ser visto na Figura 1.1. Esta fonte apresentou uma redução de 2,6%, em relação ao ano anterior, 2016. Por outro lado, no ano de 2016, a mesma apresentou expansão de 5,9%, em relação ao ano de 2015. As fontes renováveis foram responsáveis por 81,7% da oferta interna de eletricidade. O setor solar representou 0,13% do total da oferta interna.

Ainda de acordo com o BEN [EPE, 2017], as energias solar e eólica juntas têm a porcentagem de 6,93% do total da oferta de energia interna brasileira. Enquanto que a energia hidráulica tem 65,2%, e o petróleo, o gás natural e seus derivados têm 13%. Este cenário mostra que a maior oferta é oriunda de fontes de energia renováveis. Nesse sentido, destaca-se o aumento na geração de energia elétrica através da energia solar fotovoltaica, que atingiu 935 MW em 2017, contra 24 MW em 2016. Com relação ao consumo de energia elétrica, os setores industrial, residencial e comercial são os principais consumidores, Figura 1.2.

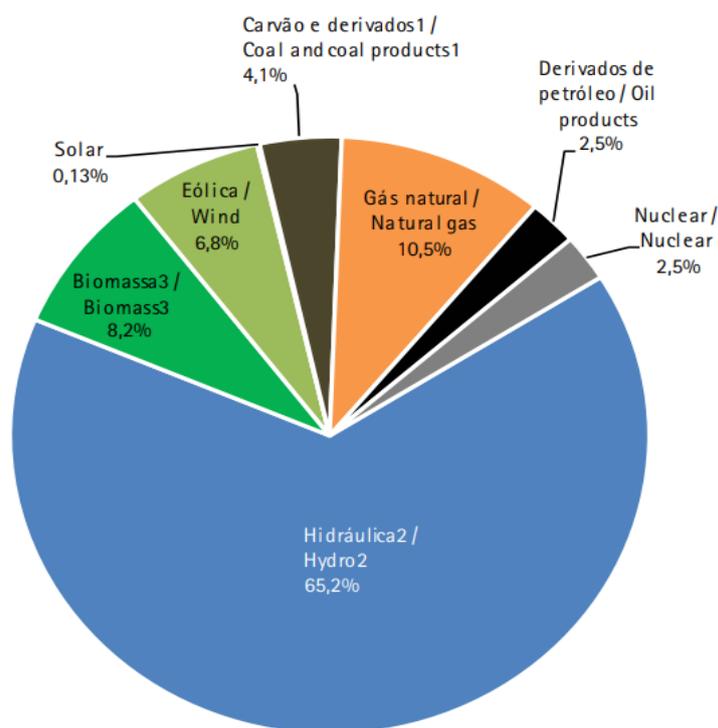


Figura 1.1 – Oferta interna de energia elétrica por fonte. [EPE, 2017]

A grande vantagem da utilização da energia solar é o fato de se tratar de uma energia limpa. Ibrahim et al., 2011, elencou diversas vantagens e desvantagens do uso da energia solar, seja térmica ou fotovoltaica. Entre as vantagens está a capacidade de não produzir ruído nem lixos indesejáveis, como materiais radioativos, alto desempenho e confiabilidade, e baixa manutenção. Entre as desvantagens estão a não uniformidade de resfriamento, tempo de retorno de investimento, o alto custo de instalação.

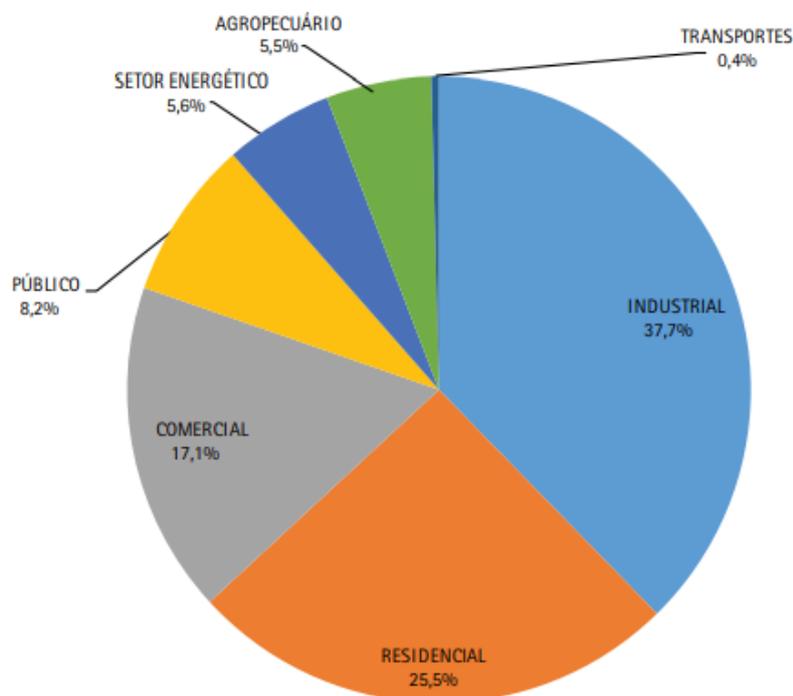


Figura 1.2 – Composição setorial do consumo de eletricidade. [EPE, 2017]

É importante vislumbrar um futuro com edificações funcionando como organismos autogeradores de energia. Existem hoje políticas, como por exemplo, a diretiva 2010/31, que na Europa introduziu o conceito de *Nearly Zero-Energy Building*, estabelecendo condições de geração de energia para os usuários. Em âmbito nacional destaca-se a Resolução Normativa nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, [ANEEL, 2012]. Essa resolução, cuja modificação resultou na Resolução Normativa nº 687/2015 [ANEEL, 2015], criou o sistema de compensação de energia elétrica, em que é facultado ao consumidor produzir sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, fornecendo o excedente para a distribuição.

Nos últimos anos, a tecnologia dos módulos fotovoltaicos desenvolveu-se rapidamente. Contudo, sabe-se que menos de 20% da energia solar incidente no módulo é convertida em eletricidade, sendo mais de 50% da radiação solar incidente convertida em calor. Parte desse calor é perdido para o ambiente, enquanto que o calor residual será responsável pelo aumento da temperatura do módulo, o que acarretará na diminuição da eficiência na conversão de energia radiante em energia elétrica. Nesse sentido, o uso de módulos fotovoltaicos híbridos do tipo PVT (*Photovoltaic and Thermal*) torna-se uma opção interessante.

Durante algum tempo, encontrava-se disponível no mercado dois tipos de dispositivos: o coletor solar térmico (utilizado para sistemas de aquecimento de ar ou água) e os módulos fotovoltaicos. Contudo, o desenvolvimento de um novo dispositivo que unisse as duas formas de conversão teria como vantagem a diminuição da temperatura do módulo e, conseqüentemente o aumento de sua eficiência de conversão elétrica.

Consultando-se a literatura especializada, percebe-se que no início da utilização desse dispositivo híbrido, o propósito era apenas o resfriamento módulo. O fluido aquecido não tinha nenhuma utilidade aparente. Todavia, passando-se algum tempo, percebeu-se que o modelo híbrido poderia ser utilizado em várias situações e que o fluido aquecido poderia ter alguma utilidade.

Zondag et al., 2005, através de um *Roadmap* da tecnologia, escreveu que as pesquisas sobre módulos PVT foram concretizadas principalmente com base na tecnologia dos coletores, em que o projeto e função são as variáveis atenuantes. Os sistemas são tanto domésticos, de aquecimento de água, quanto de “fachadas fotovoltaicas” ventiladas, e concentradores fotovoltaicos com refrigeração ativa. Segundo o mesmo autor, tem-se perspectiva de que comércio de módulos PVT entre em expansão, principalmente para aplicações residenciais. Não obstante, estima-se que o módulo PVT é quase 10% menos custoso, quando comparado às duas tecnologias, coletor solar térmico e módulo fotovoltaico, separadamente.

Nesse sentido, esta dissertação tem como objeto de estudo um módulo FV padrão e um módulo FV adaptado para funcionar como um módulo tipo PVT. Com relação ao fabricante e às especificações técnicas fornecidas pelo mesmo, ambos são iguais. A diferença é que o módulo PVT foi confeccionado utilizando-se uma serpentina de polímero resistente a altas temperaturas, um isolante térmico e uma placa de alumínio para fechar esse sistema de camadas.

Foram realizados ensaios térmicos e elétricos em uma bancada disponível no Laboratório de Energia Solar da UFRGS, LabSol, durante seis dias. Todos os testes foram efetuados no final do outono.

A grande vantagem desse tipo de dispositivo é possibilidade de aumentar a eficiência de conversão elétrica do módulo FV a partir da remoção do calor residual do mesmo. Ou seja, ao ficar exposto ao Sol, o módulo aquece e sua eficiência de conversão

decrece. Com a passagem do fluido, o módulo FV transfere calor aquecendo o mesmo. Esse fluido que foi aquecido, neste caso água, pode ser utilizado em outras aplicações ou até mesmo como água pré-aquecida para um sistema solar de aquecimento, SAS.

1.1 Objetivos

O objetivo principal dessa dissertação é realizar uma análise comparativa entre módulos FV padrão e híbrido tipo PVT através de ensaios experimentais e de simulação através do software TRNSYS em termos de parâmetros térmicos e elétricos.

1.2 Organização do trabalho

A dissertação encontra-se dividida em cinco Capítulos. O primeiro Capítulo é a introdução, a qual aborda entre outras coisas, a delimitação do trabalho, a justificativa e os objetivos da dissertação. No Capítulo 2 são abordados alguns conceitos básicos importantes e a revisão da literatura especializada. No Capítulo 3 são discutidos aspectos da metodologia, tanto experimental quanto da simulação. Os resultados e as discussões são abordados no Capítulo 4. Finalmente, no Capítulo 5 são apresentadas as conclusões.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E CONCEITOS BÁSICOS

No início dos anos 70 começaram os primeiros estudos com módulos híbridos (térmicos + fotovoltaicos). O módulo fotovoltaico padrão não absorve grande parte da energia solar incidente. A porção que não é convertida em energia elétrica, é transformada em calor, que aquece o módulo, diminuindo sua eficiência. Kalogirou e Tripanagnostopoulos, 2006, por exemplo, estudaram diversos tipos de células fotovoltaicas para aplicá-las em módulos PVT. Os autores concluíram que em células de Silício monocristalino (c-Si) e policristalino (pc-Si), a eficiência torna-se menor, em aproximadamente de 0,45%, a cada aumento de um grau Celsius. Para células de Silício Amorfo (a-Si), a diminuição da eficiência é menor, em torno de 0,25% a cada aumento de um grau Celsius.

Com relação ao calor residual, Sathe e Dhobe, 2016, afirmaram que as aplicações no âmbito térmico são as mais diversas, mesmo que a diferença de temperatura alcançada seja pequena. Os autores citaram, por exemplo, as seguintes aplicações: aquecimento de ambientes, aquecimento de fluidos em procedimentos industriais e no uso doméstico, entre outros. Nesse sentido, um ganho maior, ou seja, uma diferença de temperatura maior, pode ser obtido a partir do controle da diferença de temperatura nas diferentes regiões do coletor [Khelifa et al., 2016].

Neste capítulo apresenta-se alguns conceitos básicos e a revisão bibliográfica. Após consulta na literatura especializada, foram selecionados trabalhos e artigos relacionados aos módulos PVT, aos coletores solares térmicos e aos módulos fotovoltaicos. Foi dada maior ênfase no módulo PVT, destacando as características, alguns parâmetros de projeto, parâmetros de dimensionamento, e simulações.

2.1 Conversão fotovoltaica

Os módulos fotovoltaicos propiciam a conversão direta da radiação solar em eletricidade. Esses módulos possuem diferentes formatos, tamanhos e tecnologias de conversão. A Tabela 2.1 apresenta as eficiências das melhores células fotovoltaicas (unidade fundamental dos módulos) fabricadas em laboratório até 2012.

Tabela 2.1 – Eficiência de células fotovoltaicas. [Pinho, 2014]

Tecnologia		Eficiência (%)
Silício	Monocristalino	25,0 ± 0,5
	Policristalino	20,4 ± 0,5
	Filmes Finos Transferidos	20,1 ± 0,4
Compostos III A-VA (ou 13-15)	GaAs (filme fino)	28,8 ± 0,9
	FaAs (policristalino)	18,4 ± 0,5
	InP (monocristalino)	22,1 ± 0,7
Calcogênios Compostos II B-VI A (ou 12-16)	CIGS (filme fino)	19,6 ± 0,6
	CdTe (filme fino)	18,3 ± 0,5
Silício amorfo/ nano cristalino	Amorfo (a-Si) (filme fino)	10,1 ± 0,3
	Nanocristalino (nc-Si)	10,1 ± 0,2
Células Sensibilizadas por Corantes (DSSC)		11,9 ± 0,4
Células Orgânicas (filme fino)		10,7 ± 0,3
Multijunção	InGaP/GaAs/InGaAs	37,7 ± 1,2
	a-Si/nc-Si/nc-Si (filme fino)	13,4 ± 0,4

Projetos de instalações para a geração de energia fotovoltaica, principalmente usinas, devem ser implantados preferencialmente em áreas que recebem quantidades significativas de energia ao longo do ano, Figura 2.1. Segundo Simioni, 2006, regiões como o árido do nordeste brasileiro possuem grande potencial.

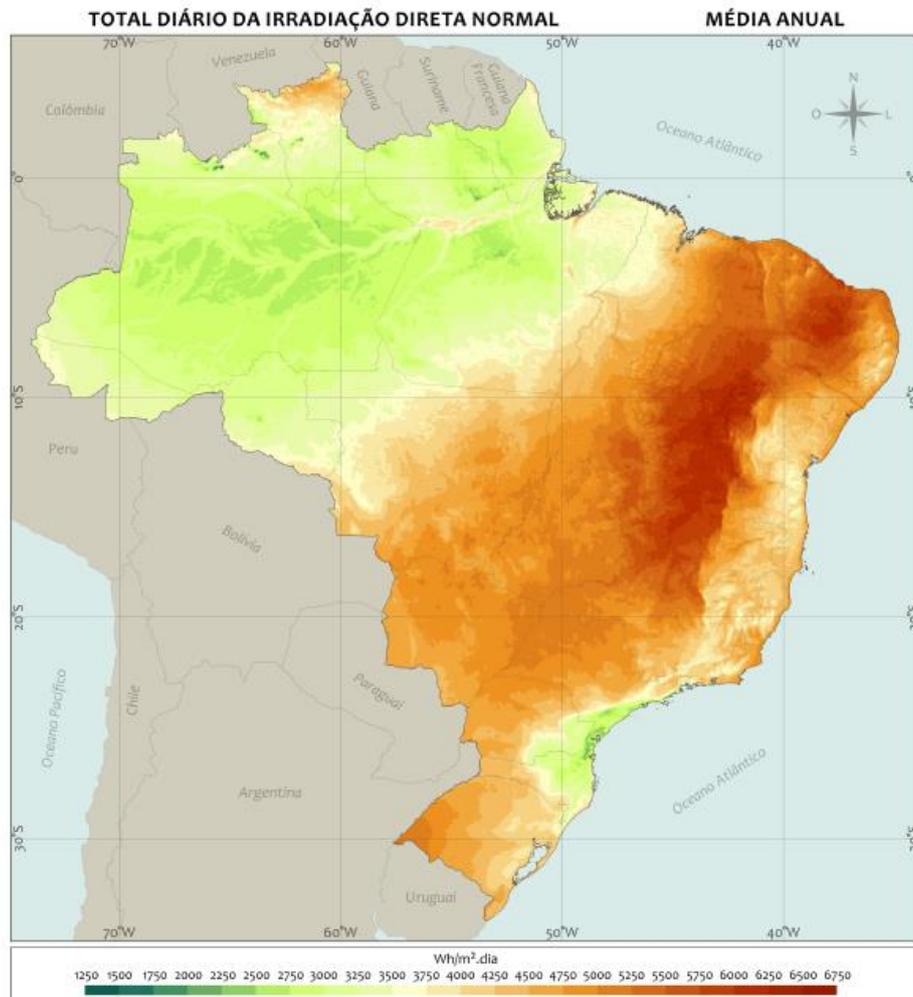


Figura 2.1 – Mapa do total diário de irradiação direta normal, em média anual, para Brasil. [Pereira et al., 2017]

2.1.1 Parâmetros elétricos

A curva característica corrente *versus* tensão, ou curva I-V, é definida como a representação dos valores da corrente de saída de um módulo FV em função da tensão, para condições preestabelecidas de temperatura e radiação [Zilles et al., 2012]. A partir da curva I-V obtém-se os parâmetros elétricos que caracterizam o módulo FV associado à mesma. Esses parâmetros elétricos são os seguintes: tensão de circuito aberto, V_{OC} , corrente de curto-circuito, I_{SC} , fator de forma, FF , tensão de máxima potência, V_{MP} , corrente de máxima potência, I_{MP} .

Para condições padrão de ensaio (irradiância de 1.000 W/m^2 , AM (*air mass*) 1,5, e temperatura do módulo igual 25°C), a curva I-V para um módulo de silício monocristalino, com potência nominal de 100 Wp , é apresentada na Figura 2.2.

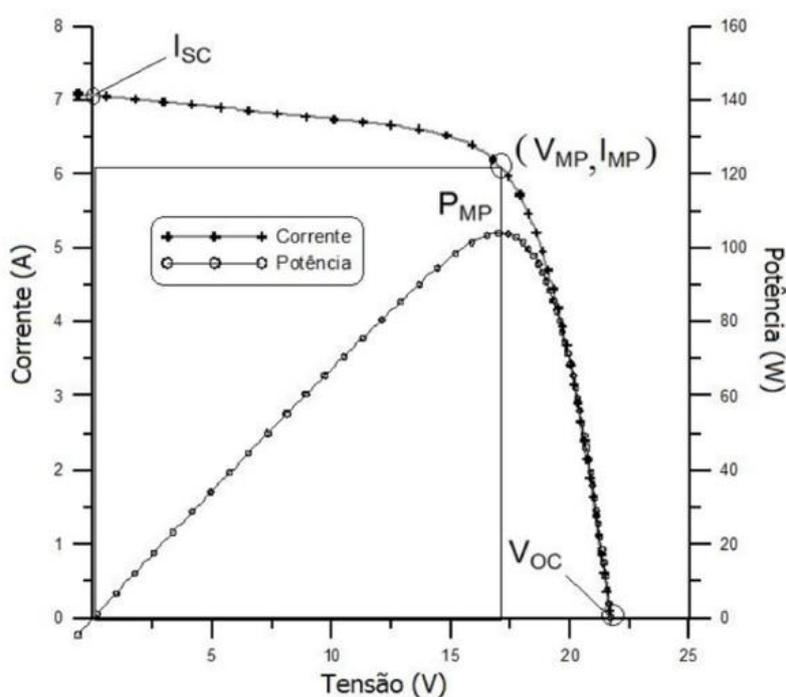


Figura 2.2 – Curva I-V de um módulo de silício monocristalino com potência nominal de 100 Wp . [Pinho, 2014]

Os parâmetros elétricos obtidos a partir da curva I-V são definidos a seguir. Segundo Pinho, 2014, tem-se que:

Tensão de circuito aberto (V_{OC}) - é a tensão entre os terminais de um módulo FV quando não há corrente elétrica circulando. É a máxima tensão que um módulo pode produzir.

Corrente de curto-circuito (I_{SC}) - é a máxima corrente que se pode obter. Pode ser medida quando a tensão elétrica nos terminais do módulo FV é nula.

Tensão no ponto de potência máxima (V_{MP}) - é o valor da tensão produzida quando o módulo FV opera no ponto de máxima potência, P_{MP} .

Corrente no ponto de potência máxima (I_{MP}) - é o valor da corrente quando o módulo FV opera no ponto de máxima potência, P_{MP} .

Fator de forma (FF) - é a razão entre a máxima potência do módulo FV e o produto da corrente de curto-circuito, I_{SC} , pela a tensão de circuito aberto, V_{OC} , sendo definido pela relação abaixo

$$FF = \frac{V_{MP}I_{MP}}{V_{OC}I_{SC}} \quad (2.1)$$

Eficiência elétrica (η_e) - é o parâmetro que define o quão efetivo é o processo de conversão de energia solar em energia elétrica. Representa a razão entre a potência elétrica produzida pelo módulo FV e produto da irradiância incidente, G , pela área do módulo, $A_{mód}$, sendo definida como

$$\eta_e = \frac{I_{SC}V_{OC}FF}{A_{mód} \cdot G} = \frac{P_{MP}}{A_{mód} \cdot G} \cdot 100\% \quad (2.2)$$

2.1.2 Influência da irradiância e da temperatura na curva I-V

A corrente elétrica gerada por um módulo FV aumenta linearmente com o aumento da irradiância, G , incidente. Por outro lado, a tensão aumenta de forma logarítmica. Esse comportamento pode ser observado na Figura 2.3, que apresenta a curva I-V para uma célula FV (silício cristalino de 156 mm por 156 mm).

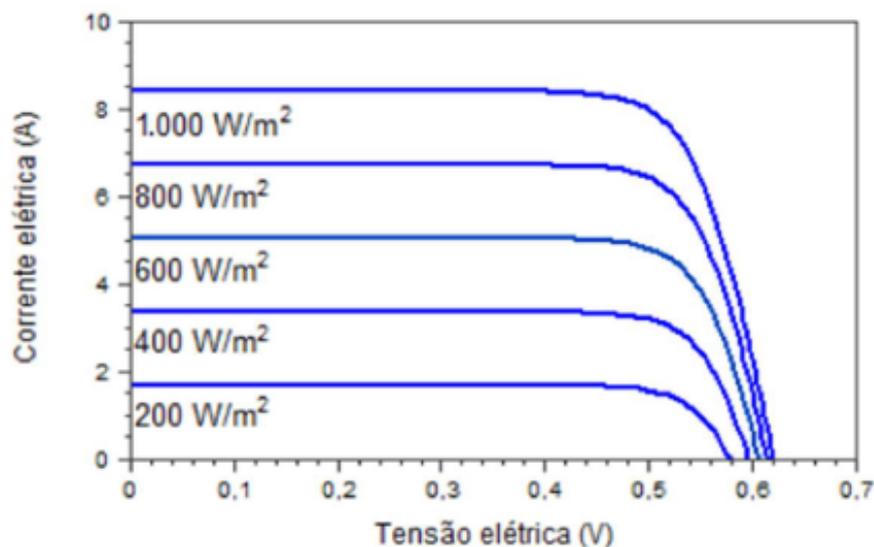


Figura 2.3 – Curva I-V para diferentes valores de irradiância para uma célula FV, porém mantendo-se $T_{cél} = 25^{\circ}\text{C}$ e AM 1,5. [Pinho, 2014]

A Figura 2.4 exibe o comportamento da curva I-V para uma célula FV (silício cristalino de 156 mm por 156 mm), para diferentes temperaturas de célula, $T_{cél}$. O aumento da temperatura da célula, e conseqüentemente o aumento da temperatura do módulo, tende a diminuir sua eficiência. Esse fenômeno deve-se ao fato de que a tensão da célula, e conseqüentemente do módulo, diminui significativamente, enquanto que a corrente sofre um aumento diminuto.

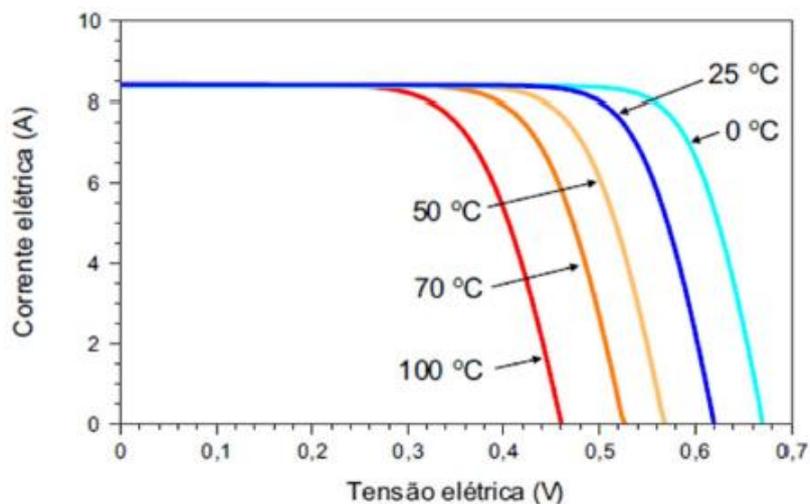


Figura 2.4 – Curva I-V para diferentes valores de temperatura de célula FV, porém mantendo-se $G = 1.000 \text{ W/m}^2$ e AM 1,5. [Pinho, 2014]

2.1.3 Componentes básicos de sistemas fotovoltaicos

Um sistema fotovoltaico é constituído por um bloco gerador (composto pelos módulos FV), um bloco de condicionamento de potência (composto pelo inversor e/ou controlador de carga) e, opcionalmente, um bloco de armazenamento (conjunto de baterias). Os sistemas podem variar segundo suas aplicações, podendo apresentar diversas configurações. A Figura 2.5 apresenta um esquema básico desse tipo de sistema [Altener, 2004].

Dependendo da conexão, os sistemas fotovoltaicos classificam-se em sistemas conectados à rede, SFCR, e sistemas autônomos, SFA. No caso dos SFCR, a rede pública de distribuição de eletricidade opera como um acumulador de energia elétrica. Por outro lado, por não estar conectado, um SFA deve possuir um sistema de armazenamento, como baterias, e, em alguns casos, fontes auxiliares para a geração de energia.

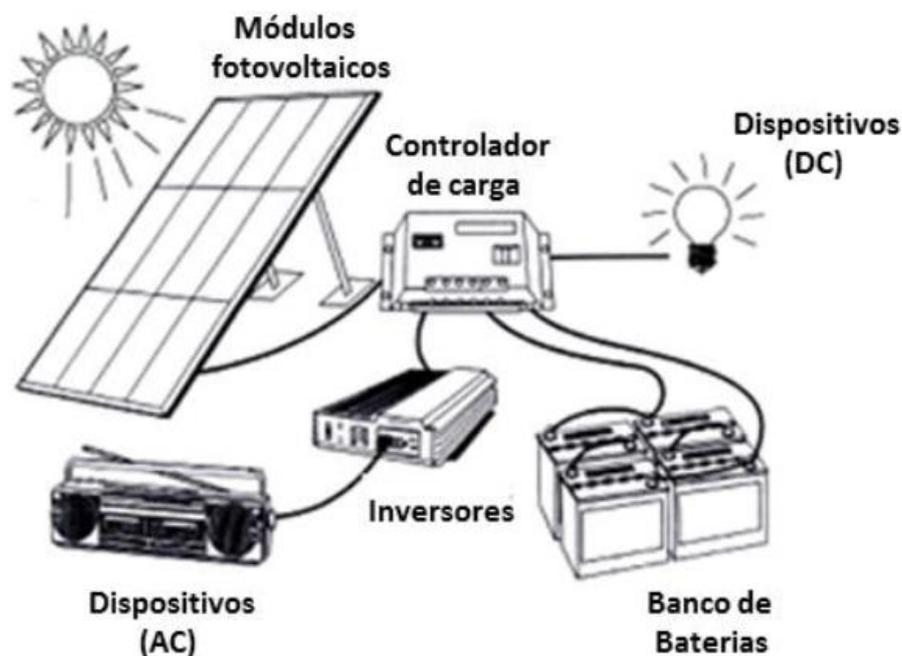


Figura 2.5 – Componentes básicos de sistemas fotovoltaicos. [Altener, 2004]

2.2 Conversão térmica

O objetivo dos coletores solares térmicos é transformar a energia radiante solar em energia térmica com vistas a aquecer um determinado fluido. Via de regra, os fluidos são água, utilizados nos sistemas de aquecimento solar, SAS, ou ar, para aquecimento de ambientes. No caso de geração termossolar são utilizados fluidos, como sais e óleos, com o objetivo de gerar vapor para geração de energia elétrica.

2.2.1. Coletores solares térmicos

Os coletores são classificados em coletores planos e coletores concentradores. Os coletores do primeiro tipo são indicados para aplicações à baixa temperatura de operação, entre 60 °C e 100 °C. Segundo Pinho, 2014, os coletores concentradores têm suas aplicações associadas a temperaturas superiores a 100°C, podendo alcançar temperaturas de até 3.000 °C. As aplicações dos coletores solares planos são as mais diversas, que incluem aquecimento de água residencial, de piscinas, limpeza, e ar quente para secagem de grãos. Um esquema relacionando os coletores com suas temperaturas de operação e suas aplicações podem ser vistos na Figura 2.6.

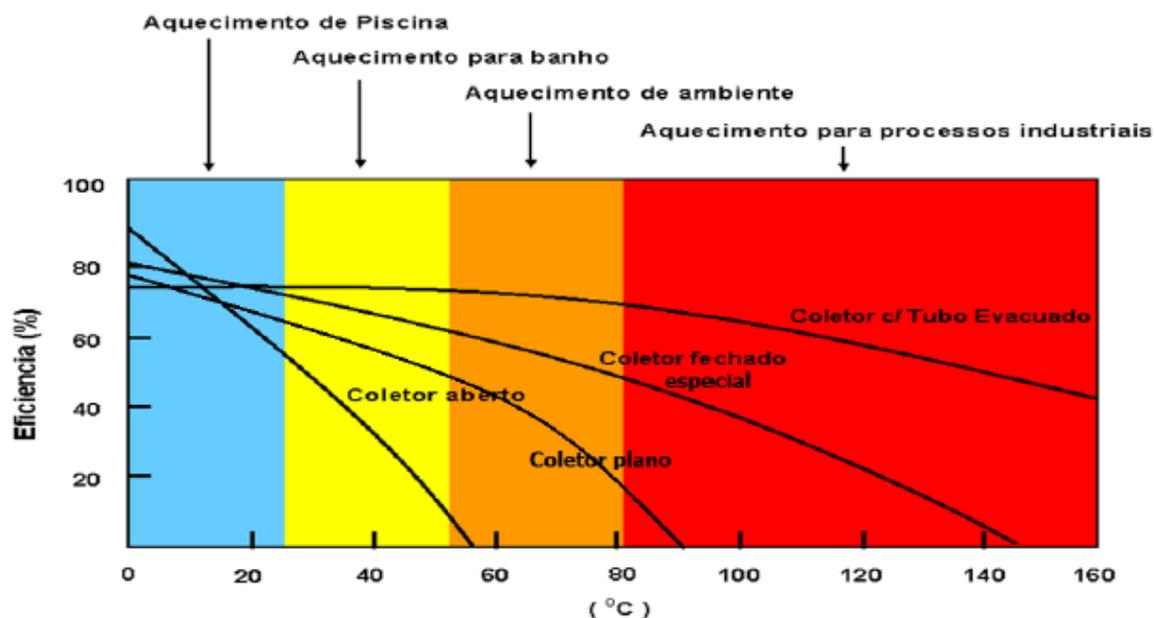


Figura 2.6 – Tipos de coletores apresentados em função de suas temperaturas de operação e aplicações. [Pereira, 2018]

De acordo com Pereira, 2018, a energia solar térmica divide-se basicamente em aplicações ativas e passivas. As aplicações ativas podem ser sistemas de aquecimento solar, SAS, de médio e grande porte, sistemas de aquecimento para calor de processo (industrial), refrigeração, secagem e dessalinização/destilação. As aplicações passivas podem ser em SAS de pequeno porte, aplicações múltiplas (fogão e chaminé solar) e condicionamento passivo (arquitetura bioclimática). Pereira, 2018, classifica ainda os coletores térmicos em função de suas temperaturas de operação, Tabela 2.2.

Uma breve descrição dos tipos de coletores térmicos solares é apresentada abaixo.

Coletores sem cobertura - Consistem apenas em uma placa absorvedora. Tem a menor eficiência entre os coletores, principalmente pelo fato de não terem uma cobertura, revestimento e isolamento térmico. As perdas de calor são elevadas, porém, seu custo é menor, devido à simplicidade de construção.

Coletores planos - São coletores constituídos por uma placa absorvedora acondicionada dentro de uma caixa retangular, e com uma cobertura transparente, na maioria dos casos, de vidro.

Coletores parabólicos compostos - São dispositivos para a concentração da radiação solar para a obtenção de temperaturas mais elevadas. Possui perdas térmicas baixas e um sistema duplo de absorção, constituído por um absorvedor, cuja função é semelhante à placa dos coletores planos, e um sistema de reflexão de forma parabólica responsável por concentrar a radiação.

Coletores com tubo evacuado - São vários tubos ligados entre si pela parte superior através de um distribuidor (ou cabeçote), onde se localizam as linhas de alimentação e retorno.

Tabela 2.2 – Classificação dos coletores térmicos em função da temperatura de operação. [Adaptado de Pereira, 2018]

Movimento	Tipo de coletor	Tipo de absorvedor	Razão de concentração	Faixa de temperatura
Estacionário	Coletor Plano	Plano	1	30 - 65
	Coletor Plano Especial	Plano	1	30 - 90
	Tubo Evacuado	Plano	1	50 - 200
Rastreamento 1 - eixo	Concentrador Parabólico Composto - CPC	Tubular	1 - 5/5 - 15	60 - 240/300
	Refletor Linear	Tubular	10 - 40	60 - 250
	Fresnel	Tubular	10 - 80	60 - 400
Rastreamento 2 - eixo	Calha Cilíndrica	Tubular	15 - 40	60 - 300
	Calha Parabólica	Tubular	10 - 85	60 - 400
	Refletor tipo – <i>dish</i>	Ponto Focal	600 - 2.000	100 - 1.500
	Campo de heliostatos	Ponto Focal	300 - 1.500	150 - 2.000

2.3 Conversão fotovoltaica e térmica: módulos híbridos PVT

Diferentes tipos de coletores solares térmicos e diferentes materiais para a conversão fotovoltaica foram desenvolvidos visando melhorar a eficiência da transformação de

energia. Por este motivo, nos últimos anos, os módulos híbridos térmicos fotovoltaicos, ou módulos PVT, estão sendo estudados com maior intensidade.

O módulo PVT, grosso modo, é um dispositivo que combina uma placa absorvedora, ou uma serpentina, e um módulo FV. Ou seja, num único dispositivo é possível converter simultaneamente energia solar em calor e em energia elétrica. A Figura 2.7 apresenta as curvas de eficiência térmica, elétrica, e global, para um módulo PVT, cujas células fotovoltaicas são de silício monocristalino.

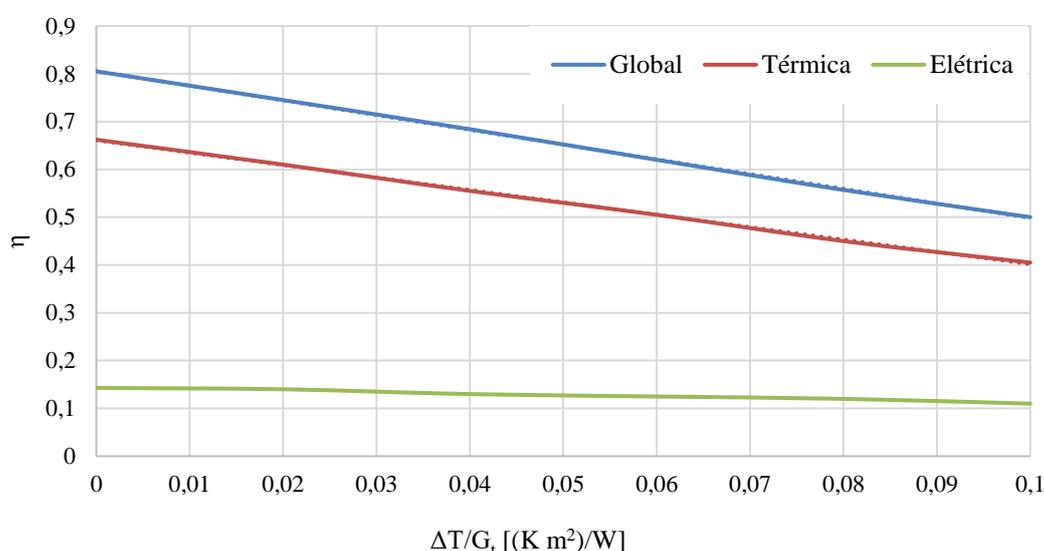


Figura 2.7 – Curvas de eficiência térmica, elétrica e global de um módulo PVT. [Adaptado de Almeida e Oliveira, 2008]

Segundo Tyagi et al., 2012, existem as mais diversas formas de integração PVT, como por exemplo: módulo PVT com coletor para aquecimento de água, ar e geração de vapor. As células fotovoltaicas que compõem os módulos PVT podem ser feitas de silício monocristalino, policristalino, amorfo ou de filmes finos. Quanto à geometria é possível encontrar placa plana absorvedora ou com concentrador. Não obstante, tem-se módulos PVT com ou sem cobertura, com fluido com escoamento natural, com escoamento forçado, autônomo ou integrado a edificações.

Os módulos PVT, nos sistemas convencionais, são classificados em termos do fluido de trabalho. Entretanto, vários autores propuseram uma classificação mais

abrangente. Sathe e Dhobe, 2016, por exemplo, classificaram os módulos PVT nos chamados sistemas novos, de acordo com as principais aplicações de cada um, Figura 2.8.

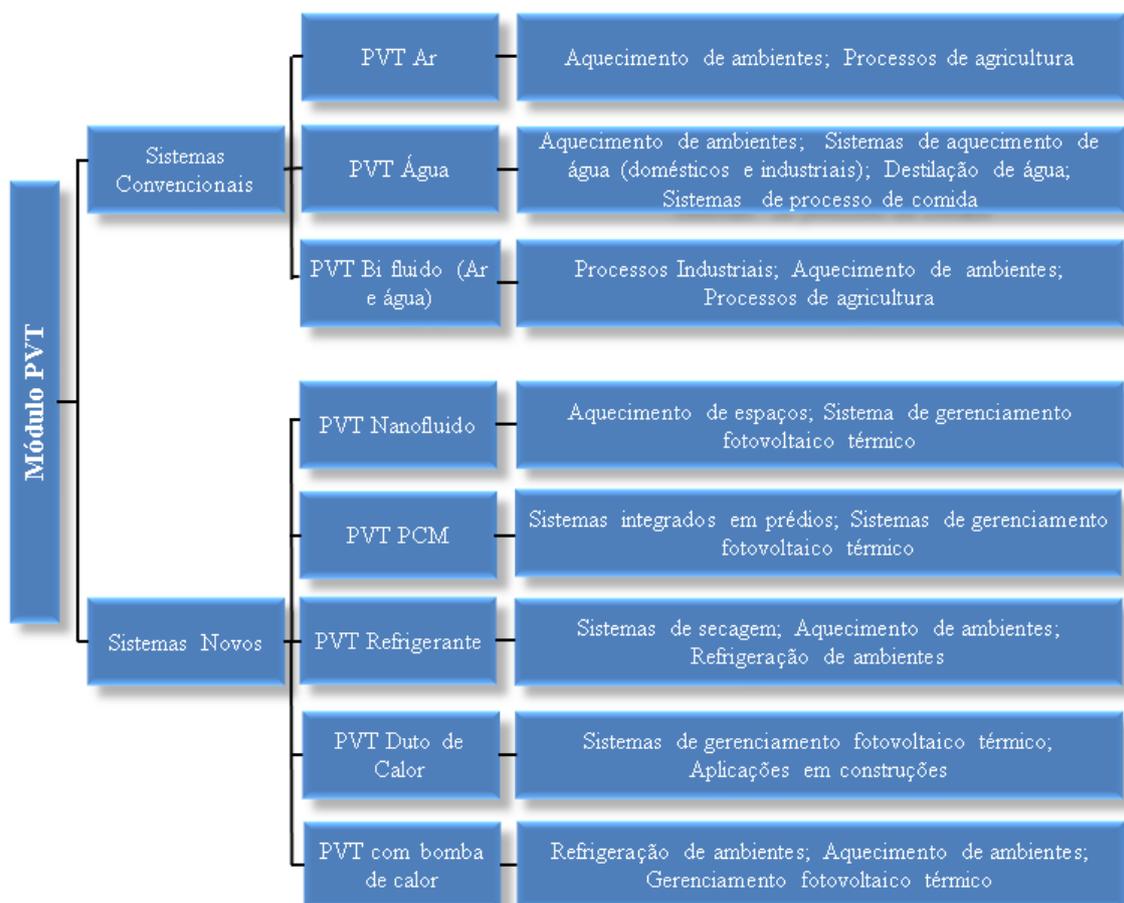


Figura 2.8 – Classificação de sistemas que utilizam módulos PVT. [Adaptado de Sathe e Dhobe, 2016]

Elbreki et al., 2016, classificaram diversos parâmetros que afetam o projeto de um módulo PVT, Figura 2.9. Esses parâmetros foram classificados da seguinte forma: parâmetros climáticos, de projeto e operacionais. Além disso, os autores avaliaram a influência dos elementos constituintes nas eficiências global, térmica e elétrica. Por último, concluíram que a eficiência global é dependente, sobretudo da eficiência térmica, e em menor proporção da eficiência elétrica.

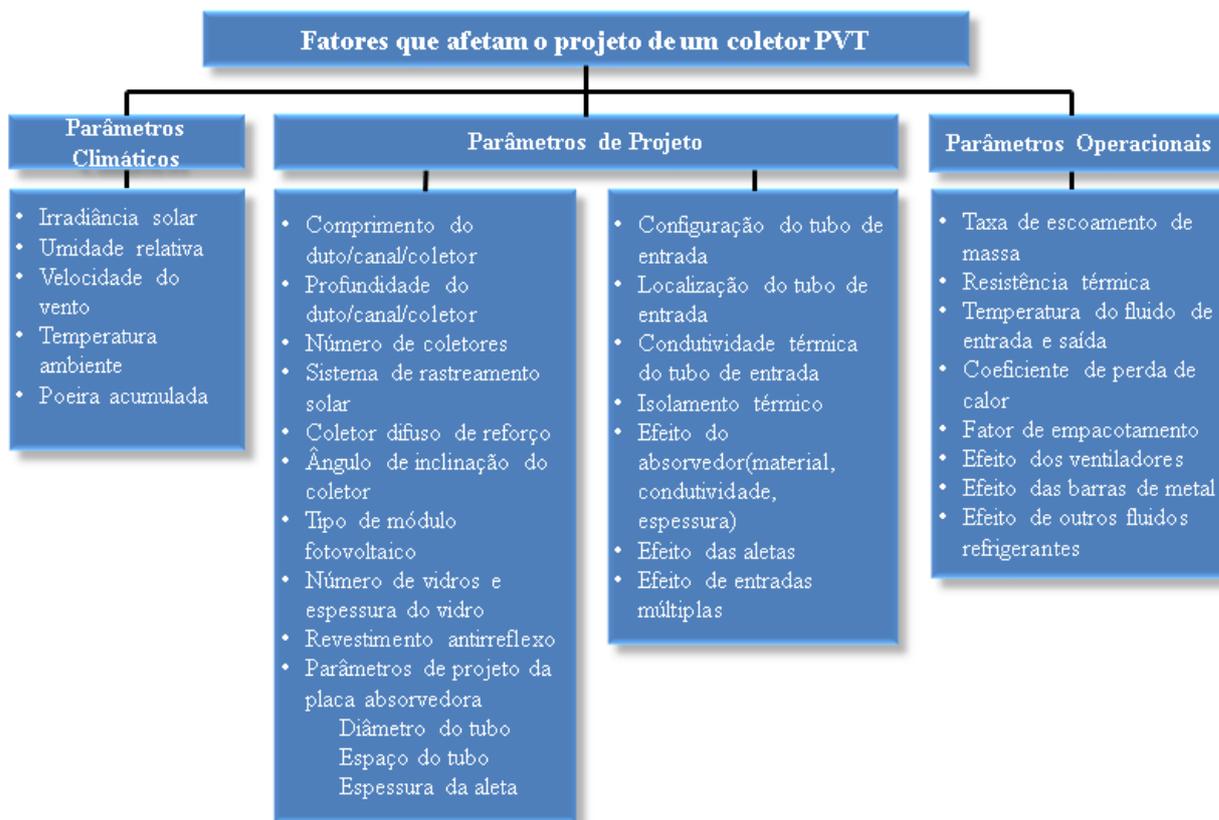


Figura 2.9 – Fatores e parâmetros que afetam o projeto de um módulo PVT. [Adaptado de Elbreki et al., 2016]

Para Brahim e Jemni, 2017, a avaliação de sistemas que utilizam módulos PVT é complexa, pois existem várias possibilidades de interação entre as eficiências elétrica e térmica. Assim, a avaliação apenas do ganho de energia térmica do fluido, na saída do módulo PVT, não constitui um critério de análise suficiente. Segundo Sathe e Dhobe, 2016, os progressos nesse tipo de avaliação estão de alguma forma limitados.

2.3.1 Módulo PVT – ar

Os módulos PVT - ar utilizam apenas o ar como fluido de trabalho, o qual aquece e, conseqüentemente, ocasiona o arrefecimento módulo PVT. São divididos em dois tipos. Os módulos fotovoltaicos integrados, nos quais o conjunto de células fotovoltaicas, que constituem o módulo, são arrefecidas através de uma passagem na cobertura superior; e os módulos fotovoltaicos de recuperação de calor, também chamados de *Building*

Integrated Photovoltaics, BIPV, nos quais as células fotovoltaicas que constituem o módulo são fixadas no exterior de edificações, tornando-se um grande painel.

Nesse segundo caso, o grande painel está exposto ao ambiente e o mesmo é arrefecido através da convecção natural. Já no primeiro caso, em fachadas de edifícios com módulos fotovoltaicos integrados, há um canal para o escoamento do ar aquecido, com aberturas na parte superior e inferior. Em ambos os casos, podem haver situações em que a convecção é forçada.

De acordo com Tyagi et al., 2012, a utilização do segundo tipo de módulo se constitui em uma solução prática, com uso mínimo de materiais e com baixo custo de operação. Para Tripanagnostopoulos et al., 2005, a utilização do primeiro tipo de módulo tem menor aproveitamento em regiões de baixa latitude, porque durante a maior parte do ano as temperaturas médias estão acima de 20 °C, tornando o sistema ineficaz, à medida que o objetivo do mesmo é diminuir consideravelmente a temperatura dos módulos, ou arranjo fotovoltaico.

2.3.2 Módulo PVT – água

Esse tipo de módulo consiste, usualmente, em uma placa absorvedora com uma serpentina acoplada, ou soldada, (muito semelhante a placa de um coletor térmico de placa plana) associada a um módulo FV.

Quando comparado ao módulo PVT-ar, o módulo PVT-água é mais complexo, devido às partes que constituem o mesmo. Zondag et al., 2003, identificaram os nove exemplares mais estudados e os classificaram em quatro agrupamentos, Figura 2.10, em termos de seus cortes transversais. Esses quatro grupos são denominados placa e tubo; Figura 2.10(A), canal, Figura 2.10(B), escoamento livre, Figura 2.10(C), e dois absorvedores, Figura 2.10(D).

Avaliando o coletor do tipo placa e tubo, Chow, 2003, descobriu que a absortividade da placa de absorção e a qualidade do contato (ou solda) entre o módulo FV e a placa são fatores cruciais no desempenho do mesmo, podendo acarretar em limitações na eficiência global máxima que pode ser alcançada. A aleta, (ou tubo) usualmente de metal,

é fixada ao módulo FV através de uma ligação capaz de conduzir o calor para o fluido de trabalho. A eficiência é aumentada se for garantida uma condição na qual não haja espaço (ou bolsões) de ar entre o tubo e o módulo FV. A Figura 2.11 mostra o corte de seção de um módulo PVT – água do tipo placa e tubo, estudado por Kalogirou e Tripanagnostopoulos, 2006.

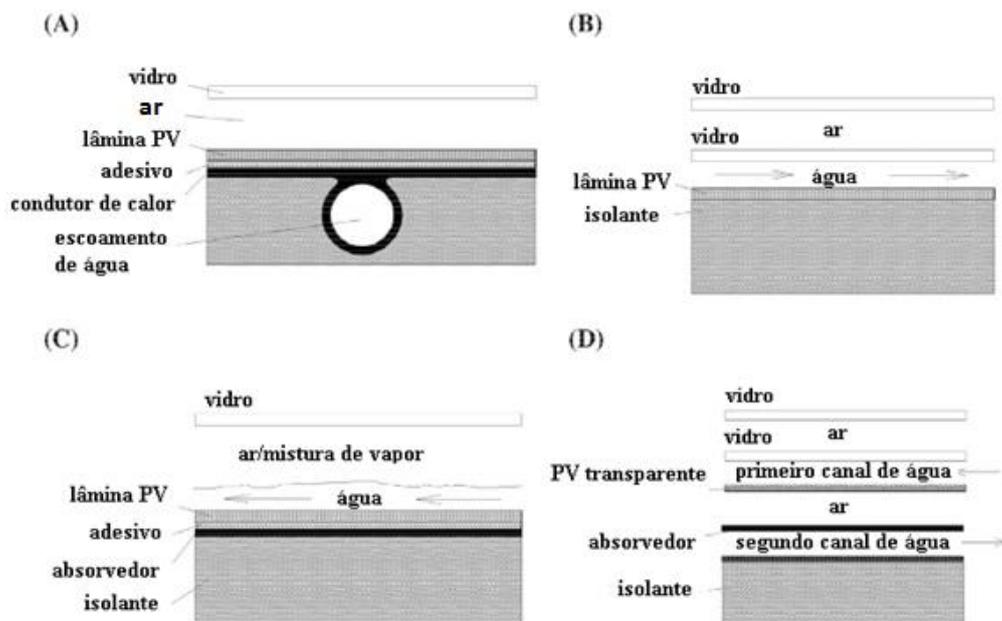


Figura 2.10 – Tipos de módulos PVT – água. (A) Placa e tubo. (B) Canal. (C) Escoamento livre. (D) Dois absorvedores. [Adaptado de Zondag et al., 2003]

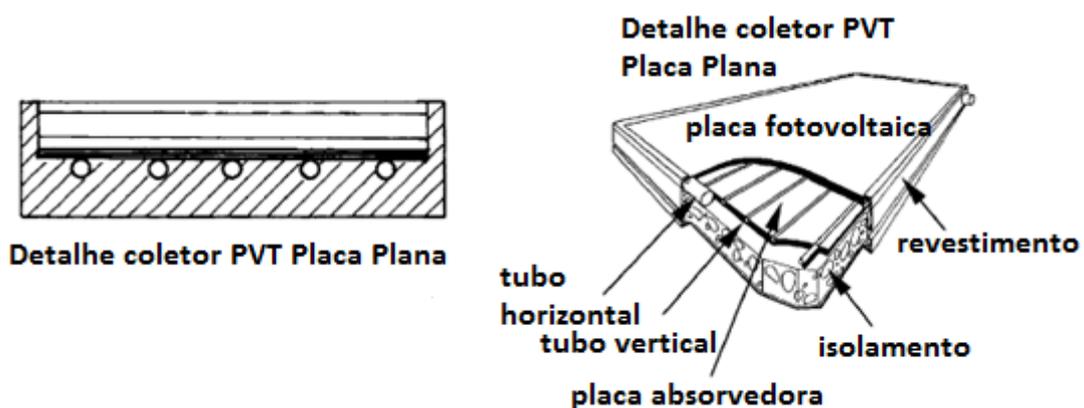


Figura 2.11 – Seção transversal de um módulo PVT – água do tipo placa e tubo. [Adaptado de Kalogirou e Tripanagnostopoulos, 2006]

2.3.3 Módulo PVT – bi-fluido

Os módulos PVT – bi-fluido são aqueles em que a água e o ar são utilizados, simultaneamente, como fluido de trabalho. Tem por objetivo suprir as usuais desvantagens dos dois sistemas desassociados. Essa configuração busca garantir um maior resfriamento do módulo FV, através do aquecimento da água e do ar, e conseqüentemente uma maior eficiência elétrica. Sobre esse tipo de módulo PVT não há muitos dados disponíveis na literatura especializada, pois suas aplicações são muito limitadas. A classificação desse tipo de módulo PVT é dada pelo padrão de escoamento dos dois fluidos de trabalho, conforme estabelecido por Zondag et al., 2003.

Por último, Sathe e Dhobe, 2016, afirmaram que a hipótese do uso de dois fluidos deveria garantir uma alta eficiência elétrica. Porém, o uso do ar e da água aquecidos por este tipo de dispositivo tem baixa qualidade térmica (temperatura) e conseqüentemente aplicações limitadas.

2.3.4 Outros desenvolvimentos em tecnologias de módulos PVT

Sathe e Dhobe, 2016, classificaram os novos módulos PVT nas seguintes categorias: aqueles baseados no uso de nano-fluidos, no uso materiais com mudança de fase (PCM – *Phase Change Materials*), no uso de líquidos refrigerantes, no uso de bomba de calor. As vantagens são as mais variadas, destacando-se o aumento da condutividade térmica do fluido, o aumento na quantidade de calor transportada (utilizando tecnologias de evaporação e condensação), a integração com redes, a eliminação da preparação de água quente doméstica, a larga utilização em diferentes aplicações, entre outras. Os mesmos autores concluíram que, em coletores solares térmicos padrões, existem poucos estudos sobre eficiência exergética, e classificaram como as principais tendências de estudos atuais os parâmetros de projeto, as configurações (geometria) da placa absorvedora, os processos ambientais e as novas metodologias numéricas.

Sukesh et al., 2015, estudaram a eficiência da extração do calor residual de módulos FV através de três tipos de placas absorvedoras, relacionando, também, com o efeito de diferentes materiais. Entre alumínio, cobre e aço, o cobre mostrou ser a opção mais adequada para a intensificação da transferência de calor, devido à sua alta condutividade térmica. Porém, se for considerada a massa específica (módulo mais leve) e a viabilidade econômica, o alumínio mostra-se como uma opção a ser considerada, também.

Mellor et al., 2018, fizeram recentemente um *Roadmap* das próximas gerações de módulos PVT. Os autores ressaltaram que o melhor comportamento do sistema térmico se dá quando a temperatura do fluido atinge por volta de 60°C. O mais avançado módulo PVT utiliza uma cavidade de vidro evacuado combinado com revestimento de baixa emissividade, que se comparado com módulos PVT comercializados atualmente, possui eficiência térmica de projeto duas vezes maior. Este módulo PVT é promissor tanto com relação ao desempenho, quanto à redução de emissão de carbono e ao custo comparado aos dispositivos (módulo FV e coletor solar térmico) separados.

2.4 Modelos, simulações e dimensionamentos de módulos PVT

A modelagem e a simulação de módulos PVT são essenciais para o estudo e a validação dos protótipos desenvolvidos. Com a simulação, o objetivo final é conseguir prever o comportamento do módulo PVT para diferentes situações.

Os modelos matemáticos podem divergir na questão dos parâmetros analisados. Aste et al., 2016, por exemplo, afirmaram que outros autores consideraram apenas a radiação incidente, o coeficiente de temperatura e a energia elétrica gerada em seus modelos, ressaltando que outros parâmetros essenciais, como perdas ópticas, eficiência espectral, ou mesmo a transferência de calor por radiação entre o céu e a cobertura, são negligenciados. Segundo Pauly et al., 2016, a avaliação numérica do fluxo de calor em módulos PVT é bastante complexa, haja vista o pequeno número de trabalhos disponíveis na literatura especializada a respeito desse assunto.

Junior e Rodrigues, 2018, realizaram uma revisão esquemática da literatura sobre o tema. Foi dado enfoque para artigos que contemplassem estudos sobre dimensionamento, tendências, estimativa de diretrizes, melhorias e procedimentos. Além disso,

foram selecionados trabalhos que tratassem da resolução de modelos numéricos para módulos PVT, e de simulações do comportamento de sistemas ou módulos PVT. Após a revisão, os autores concluíram que, dentre os artigos selecionados, o enfoque principal tem sido no sentido de melhorar a eficiência térmica. Na maioria dos casos selecionados foi utilizada a simulação a dinâmica.

Os modelos para simulações são classificados da seguinte maneira: simulação de regime permanente, simulação dinâmica, e simulação de mecânica de fluidos computacional, CFD (*Computational Fluid Dynamics*). As simulações de regime permanente são derivadas do equacionamento de Hottel-Whillier, 1955, o qual foi reformulado por Florschultz, 1979, através da adaptação do modelo que descrevia o comportamento de coletores solares térmicos padrão.

De acordo com Brahim e Jemmi, 2017, modelos analíticos de módulos PVT são baseados nas equações de conservação fundamentais (massa, energia e *momentum*). O software EES (*Equation Engineering Solver*), por exemplo, resolve simultaneamente um conjunto de equações algébricas não lineares, podendo ser utilizado para avaliações analíticas.

O software ANSYS *Fluent*, usa o método de discretização em volumes finitos como um conjunto de equações diferenciais para descrever problemas de escoamento fluido e de transferência de calor. Por outro lado, o software TRNSYS (*Transient System Simulation Tool*), é utilizado para avaliar o comportamento anual, em base horária, para diferentes tipos de sistemas que envolvam transformações de energia. Dentre tantos sistemas, esse software possui alguns modelos de módulos PVT disponíveis para a análise transiente.

A Tabela 2.3 sumariza os artigos nos quais foram empregadas simulações numéricas para prever o comportamento de módulos PVT. Nota-se que, em todos os casos, os módulos PVT simulados possuíam células fotovoltaicas de silício. O fluido de trabalho variou entre água e ar. Os tipos de módulos PVT são usualmente do tipo placa e tubo. Os parâmetros analisados são os mais diversos, sendo a comparação entre um protótipo e um modelo simulado os casos mais estudados. Os softwares mais usados são o TRNSYS e ANSYS *Fluent*, sendo o primeiro mais amplamente utilizado. Por fim, na maioria dos

artigos não foram apresentados dados sobre as eficiências térmica, elétrica e global, os quais são indispensáveis para a comparação entre módulos PVT.

Tabela 2.3 – Seleção de artigos em que foram estudadas simulações numéricas e dimensionamento de coletores PVT. [Adaptado de Junior e Rodrigues, 2018]

Autor	Ano	Célula PV	Fluido de trabalho	Módulo PVT	Parâmetros Analisados	Local	Software	Eficiência Térmica	Eficiência elétrica	Eficiência Total	Resultados
Almeida e Oliveira	2008	silício monocristalino e amorfo	água	placa e tubo	Célula PV/tipo de uso edificação (hotel e residencial) na análise numérica	Porto, Lisboa, Faro e Braganca (POR)	Solterm	No silício monocristalino é menor	X	No silício monocristalino é maior	Edificação residencial é mais atrativa economicamente
Haurant et al.	2015	silício monocristalino	água	placa e tubo	Validação de uma matriz de módulos integrados a sistema doméstico de água quente	Moret Sur Loing, França	TRNSYS	X	X	X	Comportamento térmico do PVT e tanque validados. Modelo elétrico e de taxa de escoamento da água apresentaram limitações
Aste et. al.	2016	policristalinas	água	sem cobertura	Validação Experimental x Numérica	Paris (FRA), Milão (ITA) e Atenas (GRE)	TRNSYS	19%, 22,5% e 27,2%	13,7%; 13,6% e 13,4%	32,7%; 36,1% e 40,6%	O modelo proposto é capaz de prever com precisão as performances térmicas e elétricas
Tachon et. al.	2016	X	água	convencional	Viabilidade de instalação em residências de baixa renda	Várias, no Brasil	TRNSYS	X	X	X	Dependendo da latitude, entre 3 e 5 coletores PVT por telhado são suficientes para demanda mensal de água quente e eletricidade
Pauly et al.	2016	silício monocristalino	ar	Siemens SP75	Validação Experimental x Numérica	Índia	ANSYS FLUENT 14.5	X	X	X	Maior taxa de escoamento de ar, mais energia térmica é produzida. Maior profundidade do duto, menor eficiência global
Khelifa et al.	2016	silício	água	placa e tubo	Validação Experimental x Numérica	Argélia	ANSYS FLUENT	X	X	X	Temperatura do painel PV diminui 15 a 20% devido ao fluxo de água na parte traseira do módulo, que variou de 60°C a 80°C
Huide et al.	2016	silício monocristalino	água	Com cobertura	Comparação entre energia térmica usada no aquecimento de água quente doméstica em espaços urbanos e rurais	Hong Kong, Lhasa, Shangai e Pequim	EnergyPlus	X	X	X	O modelo proposto é capaz de prever com precisão as performances térmicas e elétricas
Silva e Lima	2016	X	água	placa e tubo	Experimental/Numérico da temperatura de saída e da vazão mássica do coletor	X	COMSOL multiphysics 4.4	X	X	X	Existe uma altura de duto ideal, em que há uma eficiência térmica ótima, sem grandes prejuízos na eficiência elétrica.
del Amo et al.	2017	silício policristalino	ar	camada de argônio na cobertura	Validação Experimental x Numérica, aquecimento de água em residências multi-residências	Zaragoza (ESP)	TRNSYS	X	X	X	Foi permitido calcular produção de calor e eletricidade com um erro menor que 6,5%
Buonomano et al.	2017	X	ar	sistema poligenizador	Comparação Sistema Poligenizador x Convencional e Validação Numérica	Torino, Florença, Napoli e Palermo (ITA)	TRNSYS	X	X	Varia de 59% em Turim a 69% em Palermo	O tempo de retorno de investimento varia entre 10,6 anos em Turim e 11,3 anos em Palermo
Fan et al.	2017	silício amorfo	ar	possui aletas longitudinais	Avaliação do potencial do sistema prover altas temperaturas de saída do módulo, em tomo de 60 a 90°C	Wollongong (AUS)	Método de discretização	X	X	X	Aumentam número de aletas ou diminui-se a altura delas, eficiência térmicas e elétricas aumentam

Com relação à simulação dinâmica, Almeida e Oliveira, 2008, avaliaram módulos PVT variando a tecnologia de células fotovoltaicas utilizadas e sua tipologia de uso. Foi realizada, também, análise do tempo de retorno para o investimento, sendo que as edificações residenciais apresentaram um tempo menor, bem como geraram créditos por geração extra.

Aste et al., 2016, simularam no software TRNSYS um módulo PVT – Água sem cobertura, pelo método de simulação, monitoramento e previsão. Foi verificado que nas seções superiores e inferiores do módulo PVT, a temperatura é significativamente maior que na parte central, Figura 2.12, ou seja 50 °C e 20 °C respectivamente. Isso se deve ao acoplamento do absorvedor ao módulo fotovoltaico, proporcionando uma melhor união apenas no centro. Não obstante, nesse módulo PVT e as serpentinas do coletor térmico estão a uma distância de cerca de 20 centímetros das bordas, o que justifica a temperatura superior. Após aplicar seu estudo em três diferentes zonas climáticas (continental, semi-continental e mediterrâneo), obtiveram-se eficiências globais, por zonas climáticas, em ordem crescente, respectivamente. Contudo, as eficiências elétricas por zonas climáticas diminuiriam ligeiramente, respectivamente.

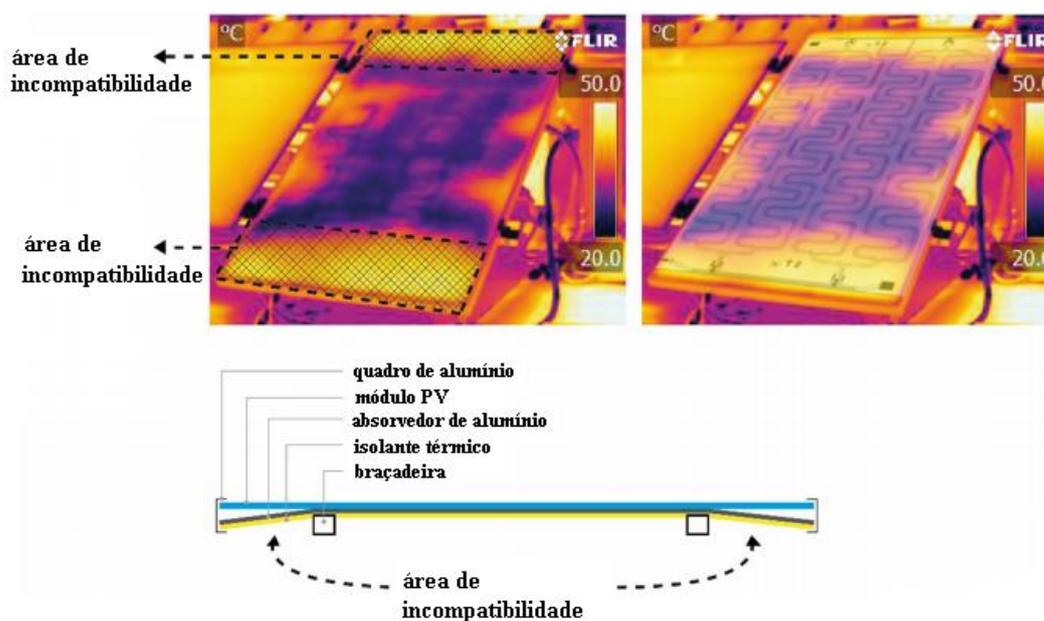


Figura 2.12 – Distribuição de temperatura em módulo PVT. [Aste et al., 2016]

Continuando a análise de estudos sobre modelos dinâmicos, foi desenvolvido um teste para um módulo fotovoltaico híbrido com aquecedor solar a ar (PVT-SAH), por Fan et al., 2017, com aletas longitudinais, objetivando avaliar a potencialidade de alcance de altas temperaturas de saída do fluido. A partir de uma discretização do modelo do coletor em um número de volumes de controle, equações de balanço de energia para cada volume de controle e implementação de solução numérica, foi utilizada a técnica de volumes finitos Crank-Nicolson para resolução do sistema. Uma vasta gama de projetos foi comparada para um comportamento ótimo, sendo observado que o cálculo por regime permanente superestima a energia útil em 35%, quando comparada ao modelo dinâmico.

Tachon et al., 2016, avaliaram uma instalação modelo para casas de baixa renda, buscando o desempenho ideal de um sistema composto por módulos PVT – Água com cobertura. O software TRNSYS foi utilizado para a avaliação do comportamento anual. A simulação foi acompanhada por uma análise energética, de acordo com os quesitos mínimos vigentes na norma brasileira de instalações de água quente. Os autores consideraram o resultado foi satisfatório, dentro de seus objetivos propostos.

Outros estudos que também utilizaram o software TRNSYS foram os de Buonomano et al., 2017, e de Del Amo et al., 2017. O primeiro avaliou um sistema considerado inovador, integrando módulos PVT a edificações. A utilização de um resfriador de adsorção, integrado a um sistema de armazenamento de eletricidade, tinha por objetivo atender todas as necessidades de um prédio. O segundo estudo validou um sistema de um módulo PVT – Ar, para uso em uma construção multi-residencial. Os módulos tiveram a adição de uma cobertura de isolamento transparente, TIC (*transparent insulation cover*). Visando à diminuição de perda por calor através da parte superior do módulo, foi inserida uma camada de argônio, ao invés de uma de ar, acarretando em uma melhor eficiência térmica a altas temperaturas, por diminuição de perdas convectivas na região superior do coletor. Foram comparados diferentes gases em TICs com um módulo PVT sem cobertura, constatando-se uma melhora de eficiência térmica em até três vezes.

Haurant et al., 2015, estudaram um módulo PVT – Água com cobertura, integrando uma matriz de módulos a um sistema doméstico de água quente, instalado no laboratório BESTLab (*Building Envelope & Technologies Laboratory*), situado na França. Paralelamente, foi desenvolvido um modelo numérico que foi desenvolvido com base na heterogeneidade da temperatura das células fotovoltaicas e a complexidade

geométrica do trocador de calor usado, desenvolvido em TRNSYS, para avaliar condições de regimes permanente e transiente. Os resultados mostraram que o comportamento térmico, do PVT e do tanque, estava de acordo com o comportamento do modelo experimental. Contudo, o modelo de módulo PVT usado (*type 50*) apresentou limitações, principalmente no que diz respeito à geração de energia elétrica e às vazões de água, que ficaram próximas de zero. Para os autores, este modelo necessita de implementos mais sofisticados para modelos térmicos transientes tridimensionais.

O comportamento de um módulo PVT – água, de um módulo FV comum e de um coletor solar térmico foram comparados por Huide et al., 2017, através do software *Energy Plus*, para diferentes cidades na China, tanto para espaços urbanos como para espaços comerciais.

3 METODOLOGIA

Neste capítulo apresenta-se, primeiramente, o modelo simulado no software TRNSYS, detalhando o equacionamento e a montagem do sistema. O modelo escolhido para a simulação é o de um módulo PVT, tipo placa e tubo, com cobertura simples de vidro. Num segundo momento, o “protótipo” de um módulo PVT, confeccionado pelo autor, é apresentado. A metodologia utilizada para o ensaio, e os testes, desse módulo são detalhados na sequência.

Conforme será visto, o modelo de módulo PVT do TRNSYS é diferente do protótipo confeccionado. As principais diferenças são as seguintes:

- o módulo PVT simulado é semelhante ao módulo apresentado na Figura 2.10(A);
- no módulo PVT simulado o escoamento do fluido nos tubos se dá em uma única direção, a entrada é por baixo e a saída é por cima;
- o módulo PVT confeccionado não possui placa absorvedora, ou seja, a estrutura que contém as células FV é quem faz o papel da placa;
- o módulo PVT confeccionado utiliza uma serpentina de plástico, de modo que o fluido percorre toda a serpentina, entrando por cima, início da serpentina, e saindo por cima, no final da serpentina.

Uma vez que os módulos PVT são diferentes, tanto na sua configuração, quanto no tipo de escoamento, a comparação visa identificar se ambos apresentam comportamento térmico e elétrico semelhantes. Em caso positivo, o modelo simulado pode ser utilizado para se ter uma previsão do comportamento anual do modelo PVT confeccionado.

3.1 Software TRNSYS

O software de simulação utilizado neste estudo foi o TRNSYS 17. Com ele foi possível simular o comportamento elétrico e térmico de um módulo PVT placa e tubo. Esse software foi desenvolvido em 1974, no Laboratório de Energia Solar da Universidade de Wisconsin, Madison, USA. Desde então, é amplamente utilizado na análise de sistemas térmicos, entre outros. Atualmente é líder de mercado, de acordo com Altener, 2014.

Sua proposição inicial era propiciar a simulação de sistemas visando o emprego e a racionalização do uso de energia solar em construções, ou processos, ativa ou passivamente. Embora a simulação esteja focada em sistemas térmicos, o software também permite a avaliação de sistemas fotovoltaicos.

O software adota uma metodologia na qual o sistema global em funcionamento é reduzido em uma configuração de subsistemas interconectados, similar a um diagrama de blocos. Cada um desses blocos é denominado de *type*. No caso de um módulo PVT placa e tubo, utiliza-se a *type 50d*. Os parâmetros de projeto, ou do dispositivo, são inseridos pelo usuário. Possui uma biblioteca que abrange componentes utilizados em sistemas envolvendo energia térmica e energia elétrica, além de sub-rotinas para dados meteorológicos e outras funções dependentes do tempo.

Possui certa flexibilidade, principalmente com relação aos modelos matemáticos, nos quais é permitida a alteração e/ou o acréscimo de novas equações. O código fonte, denominado *kernel*, está disponível na base de dados do programa, assim como outros modelos pré-estruturados, de modo a simplificar o uso e adaptação às necessidades específicas do usuário.

3.1.2 Componentes utilizados: *types*

O projeto foi construído na interface gráfica do software, chamada de *Simulation Studio*. Cada componente do sistema possui um número que identifica uma sub-rotina. Os componentes utilizados no sistema serão especificados a seguir.

Módulo PVT placa tubo - *type 50d*

Este componente é um suplemento ao *type 1*, o qual representa um coletor solar térmico do tipo placa plana. A diferença está na substituição da placa absorvedora por um módulo FV. O equacionamento para a simulação do módulo PVT combina o equacionamento para um coletor de placa plana [Duffie e Beckman, 2013] e o modelo de Florschuetz, 1979, para um módulo fotovoltaico operando em potência de pico. A análise usa a curva I-V, de acordo com o tipo de célula do módulo, e resolve, para uma tensão imposta, a potência de pico ou de saída.

Segundo Pressani, 2016, o modelo assume que as células fotovoltaicas estão coladas diretamente na placa absorvedora, e que elas têm a mesma temperatura. O mesmo

autor cita as possibilidades dos modos de operação. Os modos 1 a 4 simulam coletores de placa plana, com complexidade de cálculo de perda de calor. Os modos 5 a 8 são usados em coletores solares concentradores, que não são o escopo deste estudo.

O modo utilizado para o coletor estudado é o modo 4. É combinado o cálculo de U_L em função das temperaturas de operação, da velocidade do vento, e da geometria do coletor, baseadas na equação de Klein, 1975, e a constante de transmitância de Hottel-Woertz, 1944.

Função Forçada – *type 14h*

Na simulação transiente, foi empregada uma função forçada dependente do tempo. Essa função permite padronizar o funcionamento do sistema, mais especificamente a bomba, atribuindo-lhe horários para ligar e desligar.

Bomba vazão mássica constante - *type 3b*

Este modelo de bomba calcula a vazão mássica usando uma função de controle variável, a qual deve ter um valor máximo e um mínimo (zero), e uma capacidade máxima de fluxo fixa (especificada pelo usuário). A vazão fixa utilizada no software e no trabalho experimental está especificada na caracterização dos componentes térmicos.

Função plotadora - *type 65c*

Componente gráfico que exhibe variáveis pré-selecionadas pelo usuário enquanto a simulação está em andamento. Permite a análise do funcionamento do sistema.

Arquivos de dados genéricos de formato livre - *type 9a*

Componente que permite a leitura de dados de arquivos externos. Neste caso foram utilizados arquivos contendo os dados experimentais, relativos à temperatura ambiente, à velocidade do vento, e à radiação incidente. Os dados foram inseridos em intervalos constantes, no mesmo período em que o sistema de aquisição de dados funcionava.

A Figura 3.1 apresenta um esquema mostrando as types utilizadas, bem como o fluxo de informações, entrada e saída de dados. Na Figura 3.2 tem-se o sistema montado na interface gráfica do software, *Simulation Studio*.

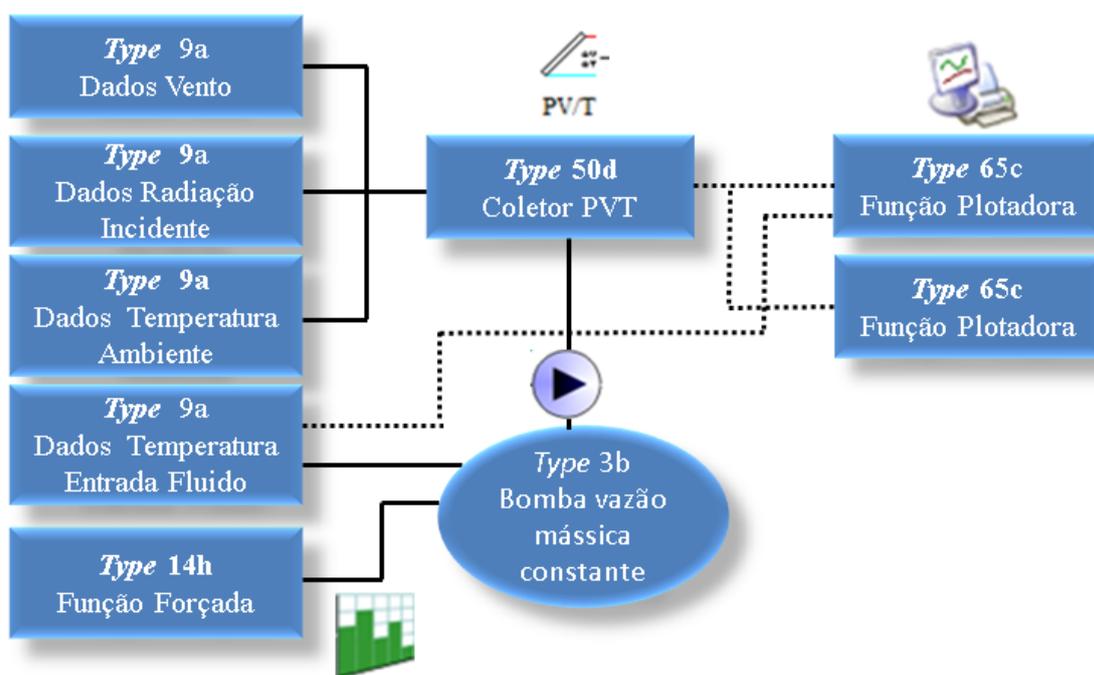


Figura 3.1 – Diagrama de informações para o módulo PVT estudado.

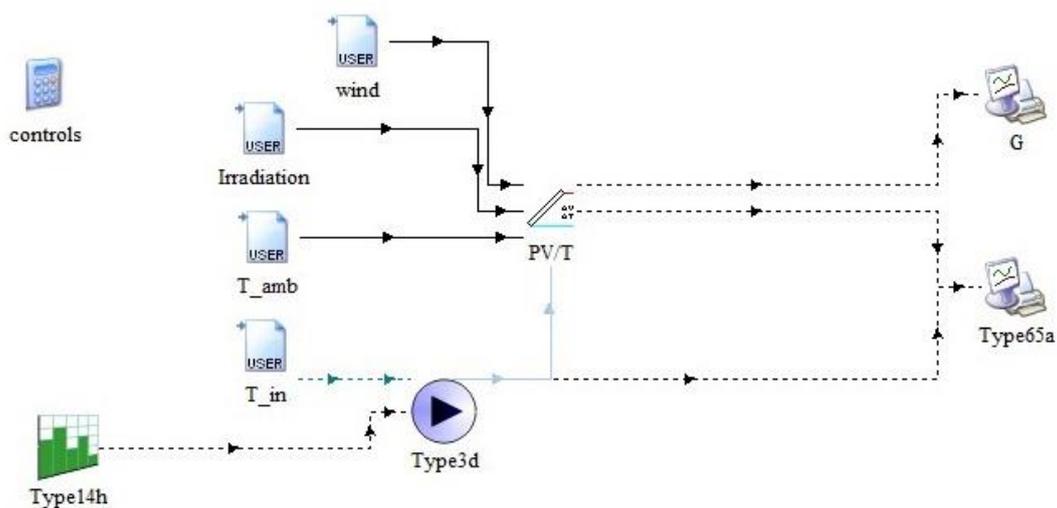


Figura 3.2 – Sistema montado na interface gráfica do TRNSYS.

3.2 Módulo PVT confeccionado

As características do módulo PVT encontram-se na Tabela 3.1. Os parâmetros foram classificados em termos de sua origem, ou seja, como medidos (obtidos experimentalmente pelo autor), calculados (com base em valores conhecidos, tabelados ou medidos), ou assumidos (valores que se repetem na literatura consultada). O módulo localiza-se na cidade de Porto Alegre, RS, latitude 30° S, com inclinação de 45° com a horizontal, e voltado para o Norte geográfico, com azimute da superfície de 180°.

Tabela 3.1 – Parâmetros utilizados na caracterização do módulo PVT confeccionado.

Parâmetro	Valor	Unidade	Tipo
Parâmetros térmicos do módulo PVT			
$F_{R\tau\alpha}$	0,2091	-	Calculado
F_{RU_L}	8,44	W/(m ² K)	Calculado
F_R	0,241		Calculado
Coefficiente de perdas totais do módulo, U_L	34,98	W/(m ² K)	Calculado
Coefficiente de perdas por baixo do módulo, U_b	7,5	W/(m ² K)	Calculado
Fator de Eficiência, F'	0,7	-	Calculado
Especificações dos componentes da placa			
Condutividade térmica do isolamento	0,025	W/(m K)	Assumido
Espessura do isolamento	0,02	m	Medido
Coefficiente de extinção	26,2	m ⁻¹	Calculado
Espessura do vidro na placa fotovoltaica	0,002	m	Medido
Espessura da região absorvedora	0,002	m	Medido
Condutividade térmica região absorvedora	135	W/(m K)	Assumido
Espessura da placa fotovoltaica	0,04	m	Medido
Condutividade térmica da placa fotovoltaica	45	W/(m K)	Assumido

Tabela 3.1 – Parâmetros utilizados na caracterização módulo PVT confeccionado (continuação da tabela).

Parâmetro	Valor	Unidade	Tipo
Coeficiente "m"	4,18	m ⁻¹	Calculado
Emissividade da placa	0,9	-	Assumido
Especificações Térmicas			
Condutividade térmica do tubo	135	W/(mK)	Assumido
Distância entre dois tubos	0,01	m	Medido
Diâmetro externo do tubo	0,00325	m	Medido
Diâmetro interno do tubo	0,002	m	Assumido

3.2.1 Caracterização da bancada experimental

Segundo Ancines, 2016, a bancada para ensaios do desempenho de coletores solares, localizada no LabSol, Laboratório de Energia Solar, na UFRGS, tem o objetivo principal de possibilitar ensaios experimentais de diferentes coletores térmicos simultaneamente, e compará-los sob as mesmas condições ambientais. A Figura 3.3 mostra a localização do laboratório, onde foram realizados os experimentos. No ponto 1 fica o laboratório (parte administrativa e simulador solar), no ponto 2 o pórtico de entrada da UFRGS, no ponto 3 o acesso principal ao Campus do Vale, e no ponto 4 a bancada de ensaios com orientação variável.



Figura 3.3 – Localização do Laboratório de energia solar dentro do Campus do Vale, UFRGS.

3.2.2 Montagem da bancada experimental

A bancada experimental, Figura 3.4, foi montada da seguinte forma: com um módulo FV (2) e com o módulo PVT (3) confeccionado, sendo que ambos possuem as mesmas características elétricas. A inclinação da estrutura, onde estão posicionados os módulos, é de 45° . Os módulos foram orientados para o Norte. A latitude do local é $30^\circ 04' 27.35''$ Sul e a longitude $51^\circ 07' 32.72''$ Oeste. A realização do projeto e construção do suporte da bancada experimental foi feita por Manea, 2012, e Rosa, 2012, inicialmente para ensaios e caracterização de coletores solares para aquecimento de água. A estrutura possui quatro pés e uma plataforma retangular fixada sobre um trilho circular, podendo ser girada em 360° .



Figura 3.4 - Bancada experimental utilizada nesta dissertação. Configuração de julho de 2018.

O sistema térmico utilizado neste estudo é em circuito fechado. Ou seja, a água sai de um tanque, passa pelo módulo PVT (3), por um trocador de calor (6), por um controlador de temperatura (5), por outro módulo PVT desativado, e finalmente retorna ao tanque. Com relação aos sensores de medição, há um Piranômetro (1) e um anemômetro (4).

A vazão de água é constante, e o aquecimento é ativo. Ou seja, a circulação é forçada entre o reservatório e o coletor através de uma bomba hidráulica. Existem sensores de temperatura ao longo de todo o sistema, mais precisamente: dentro do tanque, na saída do tanque, na tubulação antes da entrada da água no módulo PVT, na tubulação, logo após a saída da água do módulo PVT, na entrada e saída do módulo PVT desativado, e após passar pelo trocador de calor.

3.2.3 Caracterização dos módulos FV e PVT

Nesta dissertação foram utilizados um módulo FV disponível comercialmente, e um módulo PVT confeccionado a partir de outro módulo FV, ambos com as mesmas características elétricas. O módulo PVT confeccionado é apresentado na Figura 3.5, em vista explodida.

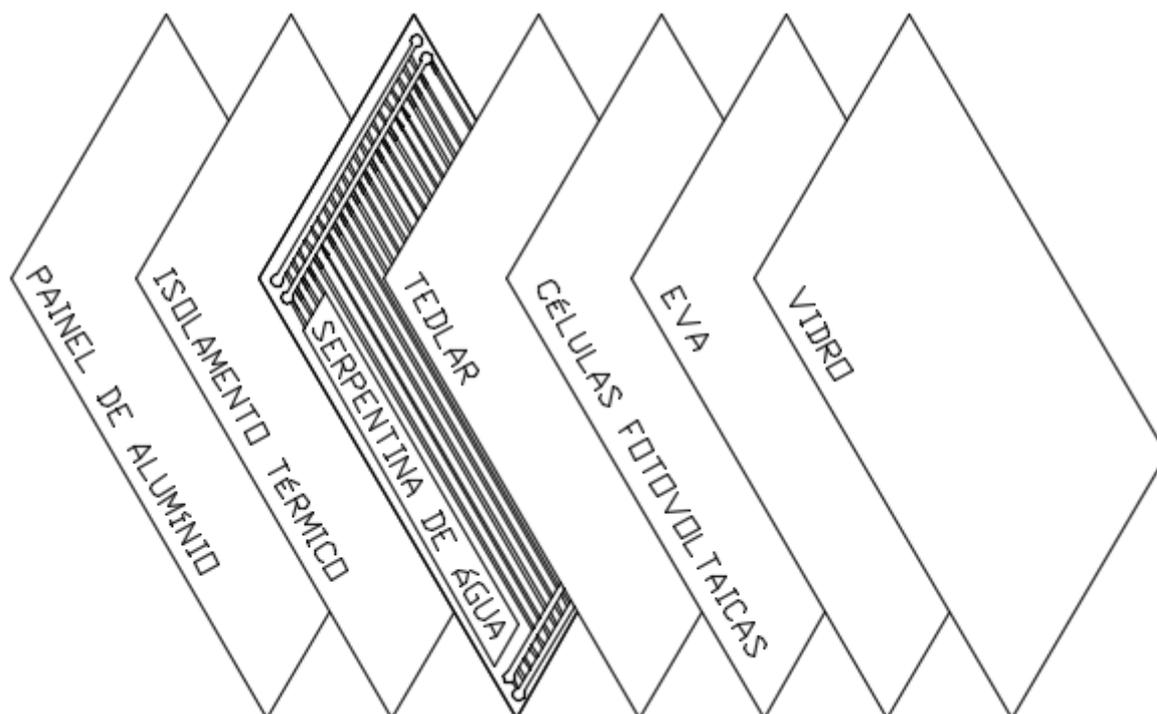


Figura 3.5 – Camadas do módulo PVT em vista explodida.

As camadas, de fora para dentro, são constituídas pelos seguintes materiais: vidro, EVA (etil vinil acetato), células fotovoltaicas, Tedlar, serpentinas, de polímero flexível, para a circulação de água, isolante térmico (isopor), e uma placa de alumínio, fechando o módulo PVT. A parte traseira do módulo FV está em contato direto com as serpentinas, visando maximizar a transferência de calor entre o conjunto de células FV e as serpentinas. A Figura 3.6 mostra os coletores instalados na bancada experimental, vistos por trás.



Figura 3.6 – Módulo PVT e módulo FV vistos por trás.

3.2.4 Características elétricas dos módulos FV e PVT

Os dois módulos FV usados neste trabalho possuem 60 células de silício policristalino, de 156 por 156 mm, com dimensão total de 1.650 x 992, com 35 mm de espessura. Ambos pesam 18,6 kg, possuem vidro de alta transparência com 2,0 mm de espessura, parte traseira branca, moldura de liga de alumínio anodizado prata, cabos de tecnologia fotovoltaica de 4,0 mm² e 1.000 mm de comprimento. As medidas, a vista traseira do módulo, e o detalhe lateral estão apresentados na Figura 3.7.

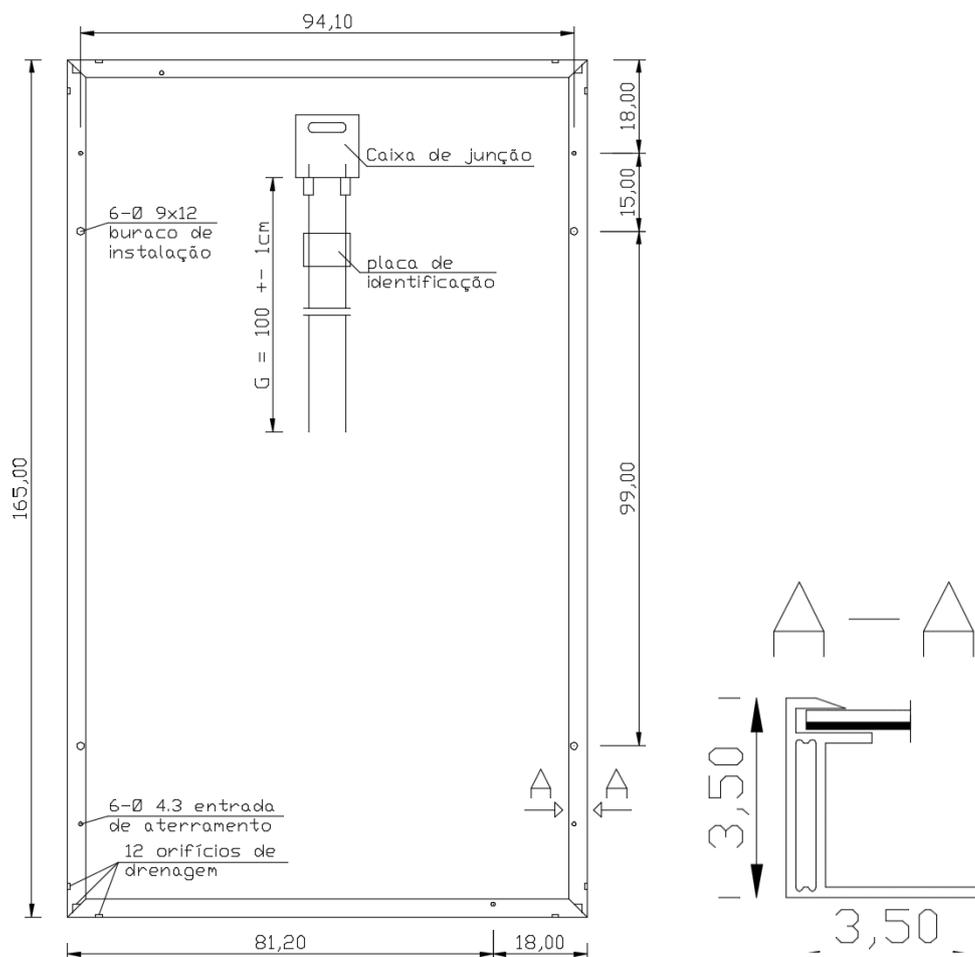


Figura 3.7 – Vista traseira do módulo FV, à esquerda, e detalhe da lateral, à direita.

Foram feitos ensaios para a obtenção da curva característica I-V dos módulos. O desempenho elétrico é determinado pela NBR 12.136 [ABNT, 2012], que determina que o ensaio seja realizado sob condições específicas de temperatura, irradiância e massa de ar (Condições padrão de ensaio: $G = 1.000 \text{ W/m}^2$, $AM = 1,5$ e $T_{mód} = 25^\circ\text{C}$).

Para a obtenção da curva, foi utilizado o simulador solar PASAN SPROD Tester - STC V2. 9.1, no dia 18 de maio de 2018, com 400 amostras e um tempo total de ensaio de 9,6 milissegundos. Foi obtido o valor de $243,4 \text{ cm}^2$ de área de célula para ambos os módulos. As curvas I-V, bem como as curvas P-V, para o módulo FV e o módulo PVT são apresentadas nas Figuras 3.8 e 3.9, respectivamente. A comparação entre as informações do fabricante e os valores obtidos no ensaio para o módulo FV e o módulo PVT são apresentadas nas Tabelas 3.2 e 3.3, respectivamente.

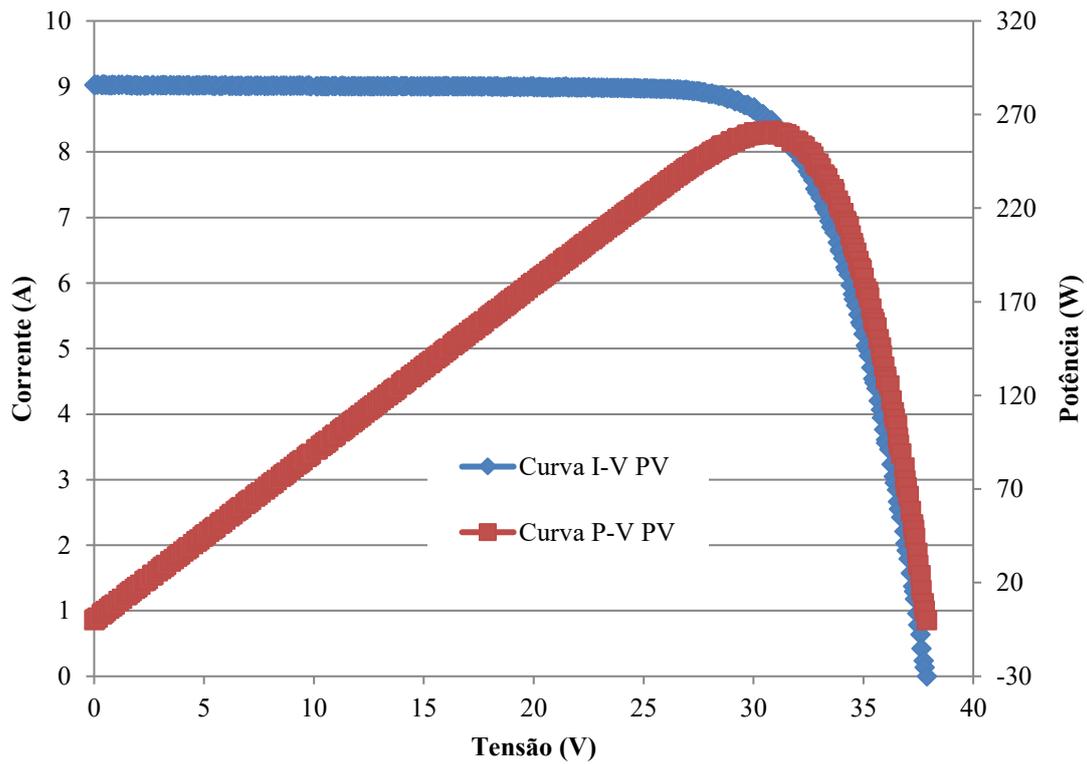


Figura 3.8 – Curva I-V e P-V para o módulo FV.

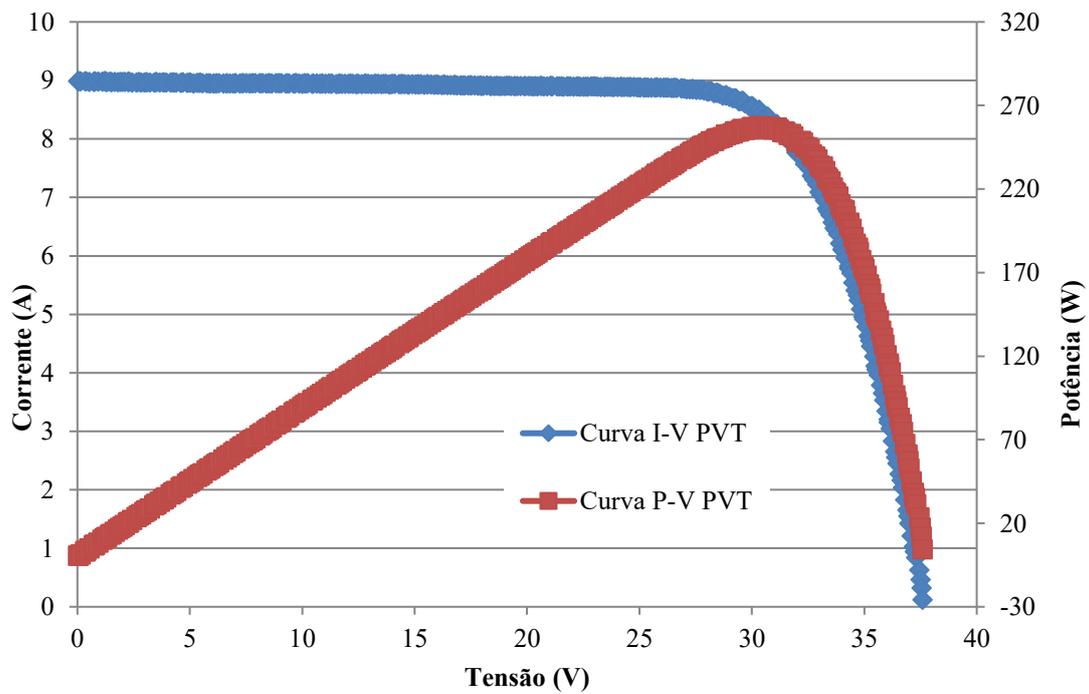


Figura 3.9 – Curva I-V e P-V para o módulo PVT.

Tabela 3.2 – Valores das especificações elétricas dos módulos, dadas pelo fabricante e após ensaio.

Parâmetros	Catálogo fabricante		Medidas STC	
	STC	NOCT	Módulo FV	Módulo PVT
P_{MP} (Wp)	245	178	260,57	257,06
V_{MP} (V)	30,2	26,8	30,61	30,42
I_{MP} (A)	8,13	6,64	8,51	8,45
V_{OC} (V)	37,5	34,2	37,88	37,71
I_{SC} (A)	8,68	7,1	9,02	8,98
$\eta_{mód}$	15	-	16,0	15,8
G (W/m ²)	1000	800	1000	1000
$T_{cél}$ (°C)	25	45 ± 2	25,7	25,7
T_{amb} (°C)	-	20	-	-
AM	1,5	-	-	-
v_w (m/s)	-	1	-	-

Foram empregados dois micro-inversores da marca MicroReplus 250-A, um para o módulo FV e para o módulo PVT. Na Tabela 3.3 encontram-se descritas as especificações técnicas do inversor. Um resistor *shunt* foi utilizado para medir a corrente elétrica que passa pelos módulos, com 150 mV e 30 A, sendo conectado diretamente entre os terminais dos módulos e o sistema de aquisição de dados.

Tabela 3.3 – Especificações do Inversor. [Adaptado de Ancines, 2016]

Parâmetro	Valor
Potência do Gerador (W)	250
Máxima Tensão C.C. (V)	60
Fator de potência ($\cos \phi$)	> 0,900
Eficiência de seguimento do ponto de máxima potência (SPMP)	> 0,995
Eficiência máxima	0,963
Máxima corrente de circuito de entrada (A)	14

3.2.5 Circuito hidráulico

Em relação ao sistema térmico, foi instalado um circuito hidráulico com tubulações de Polipropileno, PPR, isolado termicamente com espuma elastomérica, visando reduzir perdas de calor para o ambiente. A bomba para circulação da água é da marca TEXIUS, modelo TBHX-BR, com potência nominal de 100 W, localizada na cota mais baixa da tubulação. O medidor de vazão é um Signet, modelo 2000 Micro Flow, com sensor do tipo turbina e com uma capacidade máxima de vazão de 2,8 L/min.

Segundo Ancines, 2016, a localização da bomba em um ponto baixo em relação ao reservatório permite que a própria pressão gerada pela coluna da água empurre o ar da tubulação de sucção para dentro da bomba, facilitando a atividade da mesma em eliminar o ar através da linha de recalque. A capacidade do tanque de armazenamento de água é de 600 L, com área da base de 0,58 m², com 97 cm de altura, com isolamento térmico de lã de vidro com espessura de 7 cm.

O módulo PVT é colocado em um sistema hidráulico fechado composto por um reservatório, uma bomba, que funciona como um controlador *On/Off*, e um trocador de calor. O volume máximo de vazão volumétrica é de 45 L/min no circuito fechado. O circuito contém uma fonte de calor auxiliar (resistência térmica) que esquentará a água e fixa a temperatura de entrada da água no módulo PVT. O circuito hidráulico é composto por um medidor de vazão (1), uma bomba (2), um filtro (3) e um *by-pass* com válvula gaveta (4), identificados na Figura 3.10.

Foram instalados também alguns purgadores, com intuito de remover o vapor que se forma, o qual dificulta a passagem de água ao longo da tubulação. O *by-pass* obriga o fluido a escoar em apenas um sentido. O filtro serve para reduzir as impurezas da água que vai percorrer a serpentina do módulo PVT, além de evitar a obstrução do fluxo de água. A tubulação interna do módulo PVT é feita de um polímero com alta resistência à temperatura, Figura 3.11. O fluxo da água começa na extremidade à esquerda da região inferior do coletor, atravessando-o duas vezes, indo até a região superior, voltando, e saindo pela outra extremidade, na região direita inferior.



Figura 3.10 – Componentes do circuito hidráulico: medidor de vazão (1), bomba (2), filtro (3) e *by-pass* com válvula gaveta (4).



Figura 3.11– Tubulação interna do módulo PVT, serpentina de polímero resistente a altas temperaturas.

3.2.6 Instrumentação utilizada

Para medir a temperatura da água, foram colocados sensores termorresistores de platina do tipo PT-100 classe A nas seções de entrada e de saída da serpentina do módulo PVT. Também foi colocado um sensor deste tipo, protegido do Sol e das intempéries, na área externa, para medir a temperatura ambiente.

Foram colocados três sensores de temperatura termorresistores, do tipo PT-100, na parte traseira dos módulos FV e PVT. A posição dos sensores é mostrada na Figura 3.12. Um sensor foi colocado na parte central do módulo, localizado a 41,5 cm da borda lateral e a 74 cm da borda superior. Outros dois sensores foram colocados nos cantos inferiores do módulo, distantes 25,5 cm da borda lateral e 27 cm das bordas inferiores.

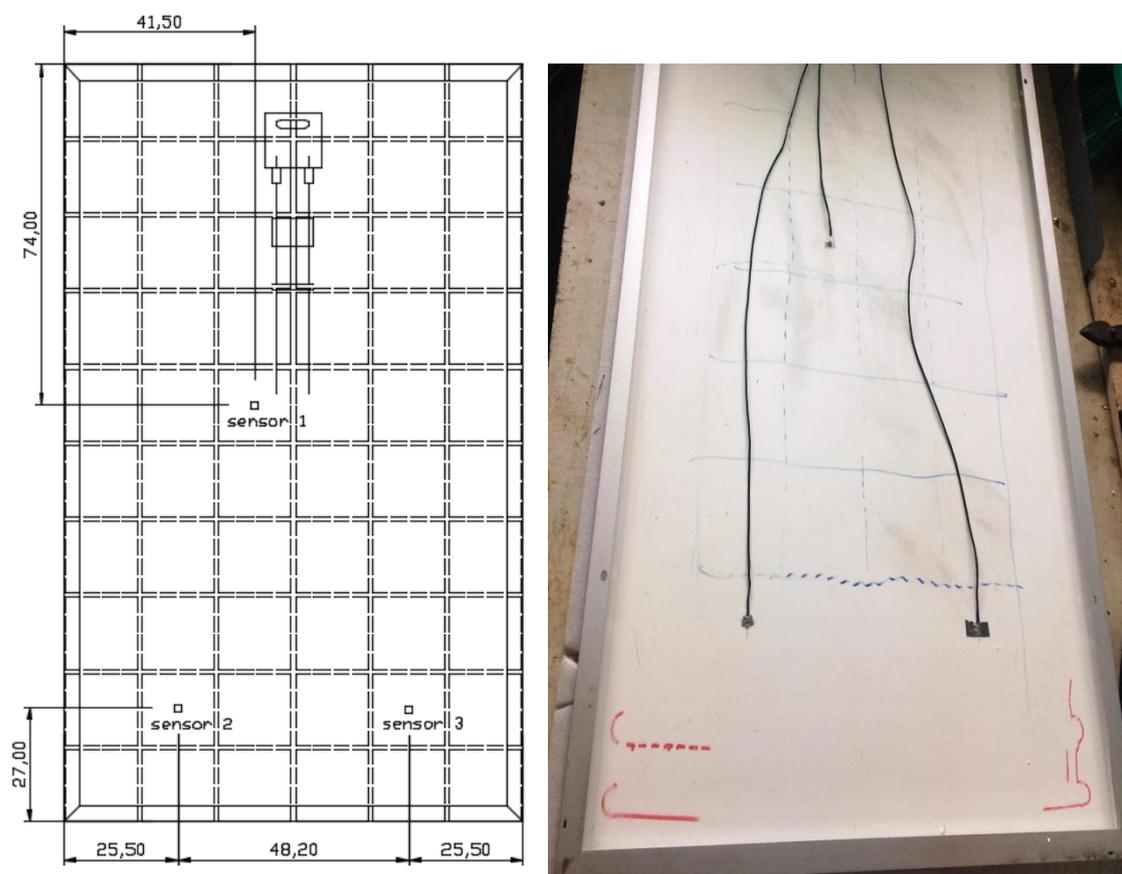


Figura 3.12 – Posição dos sensores de temperatura na parte traseira do módulo, em projeto e construído.

O medidor de vazão utilizado é da marca YOKOGAWA, modelo AXF010G, com diâmetro interno do medidor de 10 mm, o qual pode medir vazões no intervalo máximo

entre 0 e 47,123 L/min, e no intervalo mínimo entre 0 e 0,472 L/min, com um sinal de saída de 4 mA a 20 mA, associados a estes intervalos de medida, respectivamente. O medidor de vazão foi estudado por Toro (2015), de maneira que a vazão volumétrica pode ser dada por

$$V_v(I) = 0,75I - 3 \quad (3.1)$$

na qual $V_v(I)$ é a vazão volumétrica, em L/min, e I é a corrente medida, em mA. Ao utilizar essa equação, os desvios ficam por volta de 0,35%.

Acima dos módulos foi instalado um anemômetro de copos, marca NRG#40C, composto de três copos em volta de um pole vertical, fixado na bancada de ensaio. Seu intervalo de medição está entre 1 m/s a 96 m/s. Além disso, foi utilizado um Piranômetro da marca Delta Ohm, modelo LP PYRA 02, primeira classe, de acordo com a ISO 9060 (*Standart & Pyranometer Measurement Accuracy*), com uma incerteza de 3% FDE (FDE = 1.000 W/m²), de acordo com Toro (2015), e que pode visto na Figura 3.13



Figura 3.13 – Piranômetro fixado na bancada de ensaio.

O sistema de monitoramento foi controlado através de dois sistemas com a exibição e armazenamento de dados e valores obtidos diretamente no computador. Para isto foram usados dois *data loggers*, ou seja, unidades de aquisição, comutação, e registro de dados, Agilent 34970A e 34972A, localizados em uma sala de controle, ambos com 20 canais a dois fios com referência de termopar. O Agilent 34972A, com multímetro digital, foi usado para medir os dados do anemômetro, e o Agilent 34970A para a medição do restante do sistema, ou seja, os parâmetros de ambiente (radiação solar, temperatura

ambiente e velocidade do vento), vazão volumétrica, temperatura da água, temperatura dos módulos FV e PVT, e a corrente e a tensão dos mesmos.

O sistema começou a operar no mês de maio de 2018, sendo configurado para gravar dados em intervalos de 30 segundos, exceto para o anemômetro, que foi configurado para intervalos de 10 segundos. Na Figura 3.14 apresenta-se uma esquematização do sistema completo, incluindo o sistema de aquisição de dados. Os valores das incertezas são apresentados na Tabela 3.4.

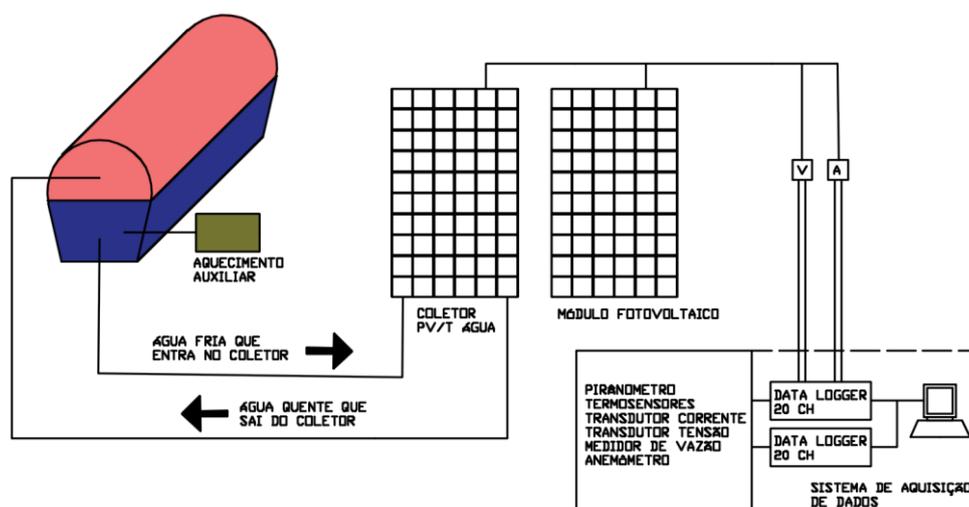


Figura 3.14 – Esquema do sistema completo.

Tabela 3.4 – Valores de incerteza para cada grandeza medida.

Grandeza	Incerteza
Vazão mássica (\dot{m})	$\pm 0,007$ kg/s
Diferença de temperatura entre entrada e saída (ΔT)	$\pm 0,04$ °C
Temperatura ambiente (T_{amb})	$\pm 0,12$ °C
Temperatura de entrada (T_e)	$\pm 0,12$ °C
Temperatura de saída (T_s)	$\pm 0,12$ °C
Irradiância (G)	3 % FDE
Área do coletor/módulo (A_c)	$\pm 0,01$ m ²

4. RESULTADOS

As medições experimentais foram realizadas nos meses de maio e junho de 2018, com o sistema funcionando entre 9h e 16h. Foram selecionados dias em que, no período de funcionamento do sistema, o céu estava completamente limpo, ou seja, não havia nuvens, o que está de acordo com a definição de “céu claro” estabelecida pela CIE (*Commission Internationale del'Éclairage*).

4.1 Resultados experimentais

Nesta subseção são apresentados os resultados experimentais para módulos FV e PVT. Cabe salientar que não existem normas específicas para ensaio de módulos PVT. Entretanto, foi proposta uma minuta, como parte do Programa Catapulta PV, por Zondag et al., 2005, em que certos ensaios padronizados para coletores solares térmicos e módulos fotovoltaicos, baseados principalmente nas normas internacionais EN 12975 e IEC 61215, podem ser utilizados também para os módulos híbridos.

4.1.1 Eficiência Térmica

Com relação ao desempenho térmico do módulo PVT, foi realizado um ensaio, para coletor solar térmico de placa plana, de acordo com a NBR 15747 [ABNT, 2009]. Os testes foram realizados durante o período de maio e junho de 2018. A vazão mássica foi fixada em 0,032 kg/s, e os testes foram executado em dia de céu claro e com irradiância superior a 700 W/m². Foram tomados cuidados com detalhes que, segundo Duffie e Beckman, 2013, são essenciais nos procedimentos de ensaios, descritos a seguir:

- a) meios são fornecidos para alimentar o coletor com um fluido a uma temperatura controlada, e os testes são feitos utilizando-se uma variabilidade de temperaturas de entrada;
- b) a irradiância é medida por um piranômetro instalado no plano do coletor;
- c) meios de medir a vazão mássica, temperatura de entrada e saída, e temperatura ambiente são providenciados;

- d) meios são previstos de medida de pressão e de queda de pressão para o coletor.

O teste completo de eficiência térmica possui 17 pontos medidos, durante um período de tempo definido, no qual foram determinadas as médias dos valores medidos. O sistema de aquisição e armazenamento de dados registrou informações de 30 em 30 segundos. Os parâmetros, e seus respectivos valores, em condições de regime permanente, são apresentados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Condições em regime permanente, definido por norma vigente, para ensaio de coletores térmicos. [Adaptado de ABNT, 2009]

Variável	Máxima variação		limite	limite
	entre testes	dentro do teste	mínimo	máximo
Irradiância, G (W/m ²)	-	± 32	700	-
Ângulo de incidência, θ (°)	-	± 2 %	-	20 %
Irradiância difusa, G_d (W/m ²)	-	-	-	30 %
Temperatura ambiente, T_{amb} (°C)	var. < 30 °C	± 1,5 °C	-	-
Velocidade do vento, v_w (m/s)	-	-	2,2	4,5
Vazão mássica, \dot{m} (kg/s)	mesma \dot{m}	mesma \dot{m}	-	-
Temperatura de entrada, T_e (°C)	-	variação máx de 1°C	-	-

Com as medições feitas, foi obtida a reta de regressão linear, Figura 4.1. A partir dessa reta, obteve-se os parâmetros $F_R(\tau\alpha)$, igual a 0,2091, e $F_R U_L$, igual a 8,44 W/m²K. A Tabela 4.2 mostra os valores obtidos com o teste de eficiência térmica.

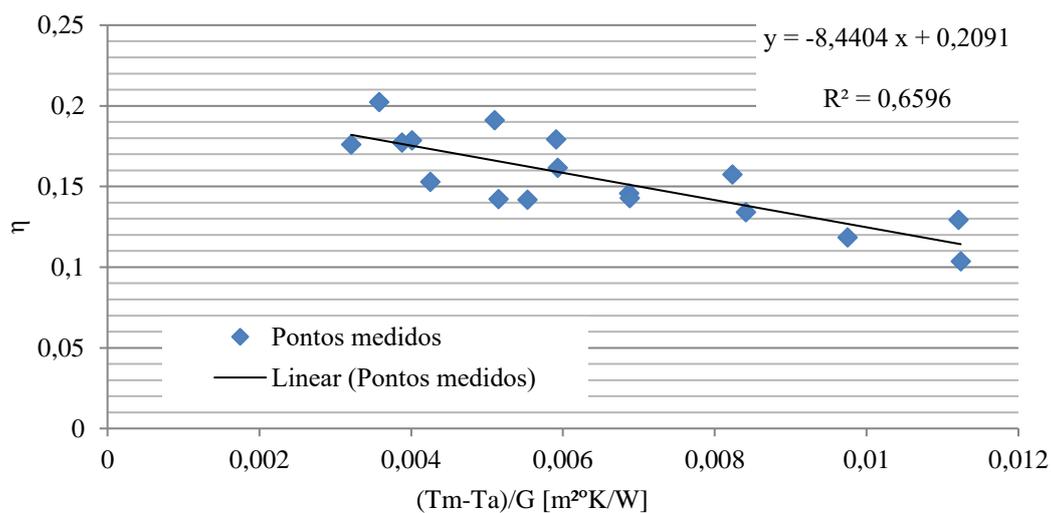


Figura 4.1 – Medições de eficiências instantâneas e reta de regressão linear para o módulo PVT.

Tabela 4.2 – Valores de dados experimentais para o teste de eficiência térmica.

Medida	$T_{mód}$ (°C)	T_{amb} (°C)	$(T_{mód}-T_{amb})/G$ (m²K/W)	\dot{m} (kg/s)	G (W/m²)	η_t (%)
1	19,72	14,21	0,00687	0,032	802,24	14,56
2	19,73	14,81	0,00553	0,032	890,20	14,18
3	19,75	15,13	0,00515	0,032	895,45	14,22
4	19,83	16,08	0,00425	0,032	882,63	15,28
5	19,80	14,93	0,00593	0,032	819,15	16,15
6	20,35	16,71	0,00401	0,032	908,98	17,85
7	20,32	16,77	0,00388	0,032	914,08	17,71
8	20,26	17,53	0,00321	0,032	849,30	17,60
9	21,64	14,88	0,00823	0,032	822,30	15,74
10	22,15	16,86	0,00591	0,032	894,77	17,92
11	22,04	17,66	0,0051	0,032	875,46	19,11
12	22,08	19,18	0,00358	0,032	811,98	20,23
13	19,49	11,68	0,01124	0,032	700,20	10,35
14	19,54	12,29	0,00975	0,032	743,00	11,84
15	19,51	13,61	0,00841	0,032	701,40	13,40
16	19,57	14,54	0,00688	0,032	731,08	14,28
17	21,42	13,49	0,01121	0,032	707,25	12,93

4.1.2 Irradiância, temperatura e eficiência térmica instantânea

A Figura 4.2 apresenta a irradiância, a temperatura ambiente, e a temperatura de entrada e de saída de água, ao longo do dia 08/06. Pelo comportamento da curva da irradiância, percebe-se a condição de céu claro, ou seja, as variações nessa curva são suaves. A temperatura ambiente variou em 6 °C. Essa pequena variação é esperada para esta época do ano. A diferença de temperatura, entre a entrada e a saída da água, ficou em torno de 2°C. Essa diferença está relacionada à eficiência elétrica do módulo PVT, a qual será apresentada na próxima subseção.

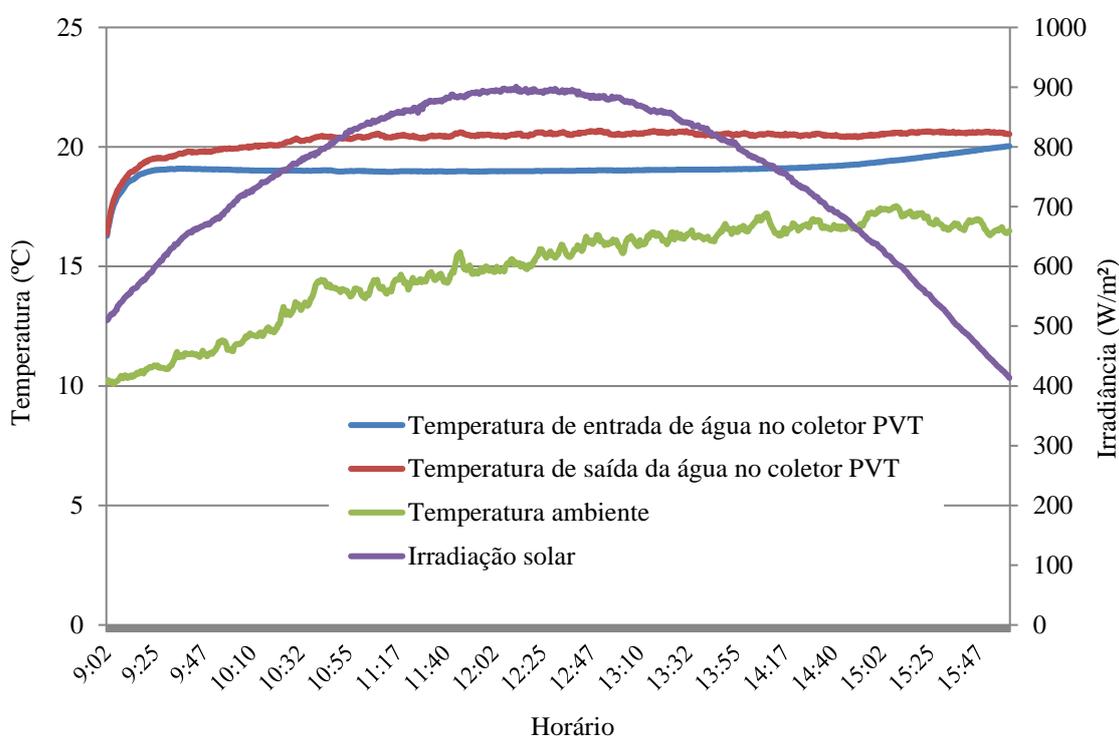


Figura 4.2 – Irradiação, temperatura ambiente, e temperatura de entrada e de saída de água no dia 08/06/2018.

As eficiências térmicas instantâneas oscilaram conforme a diferença entre a temperatura média no módulo PVT e a temperatura ambiente, aumentando ou diminuindo. As menores eficiências foram observadas nas primeiras horas de operação, aumentando gradativamente conforme a temperatura ambiente aumentava. A Figura 4.3 apresenta a evolução das eficiências térmicas instantâneas ao longo do dia 08/06. Os outros dias avaliados apresentaram um comportamento similar.

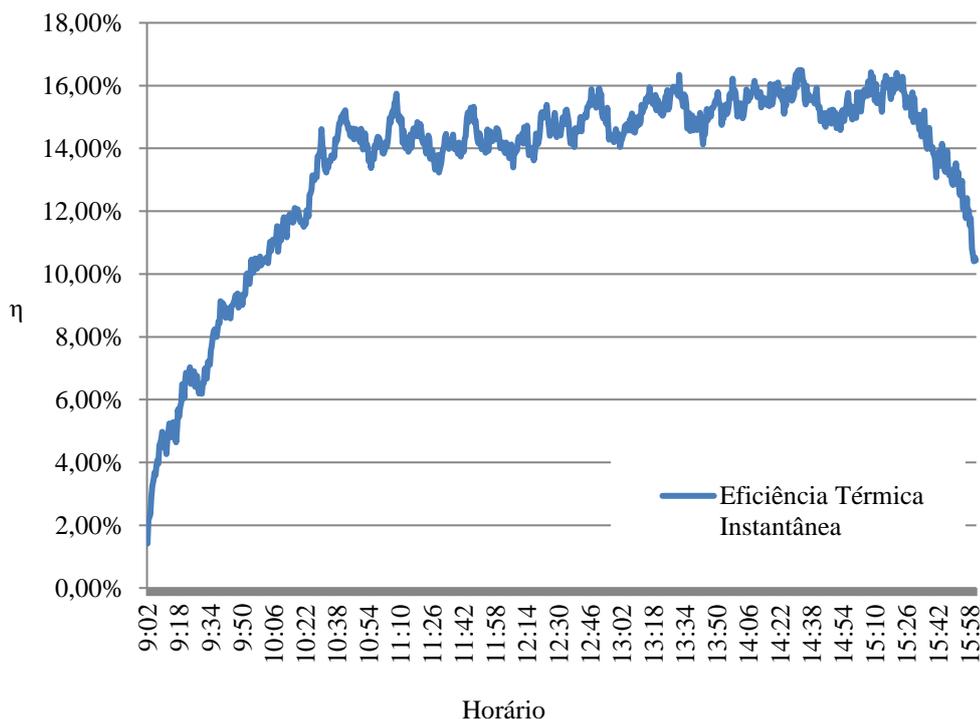


Figura 4.3 – Evolução das eficiências térmicas instantâneas ao longo do dia 08/06/2018.

4.1.3 Temperatura e eficiência elétrica instantânea

A diferença entre a temperatura dos módulos em todos os dias ensaiados foi mudando, conforme o tempo de ensaio decorria. No início do ensaio, a temperatura do módulo PVT era maior que a temperatura do módulo FV. A diferença ia diminuindo, e após tornava-se constante, de forma que a temperatura do módulo FV permanecia maior durante o restante das medições do dia. Na Figura 4.4, estão as temperaturas dos módulos, e as respectivas eficiências elétricas instantâneas, durante o dia 08/06. Os outros dias tiveram comportamento semelhante. Pode ser observado que à medida que aumenta a temperatura do módulo, a eficiência elétrica diminui, o que já é esperado para um módulo FV.

Analisando a geração de energia elétrica, na maioria dos dias, a geração a partir do módulo PVT superou a geração através do módulo FV em valores que variaram entre 0,41% e 0,48%. Apenas em um dia a geração através módulo FV foi 0,75% superior à geração do módulo PVT. Essa pequena diferença de geração entre os módulos está associada ao pequeno acréscimo na temperatura da água, em torno de 2 °C. Isso significa que o sistema de serpentina de polímero não é eficaz na transferência de calor entre o módulo

e a água. De maneira que as temperaturas dos módulos ficaram bem próximas e, consequentemente, as eficiências de conversão também.

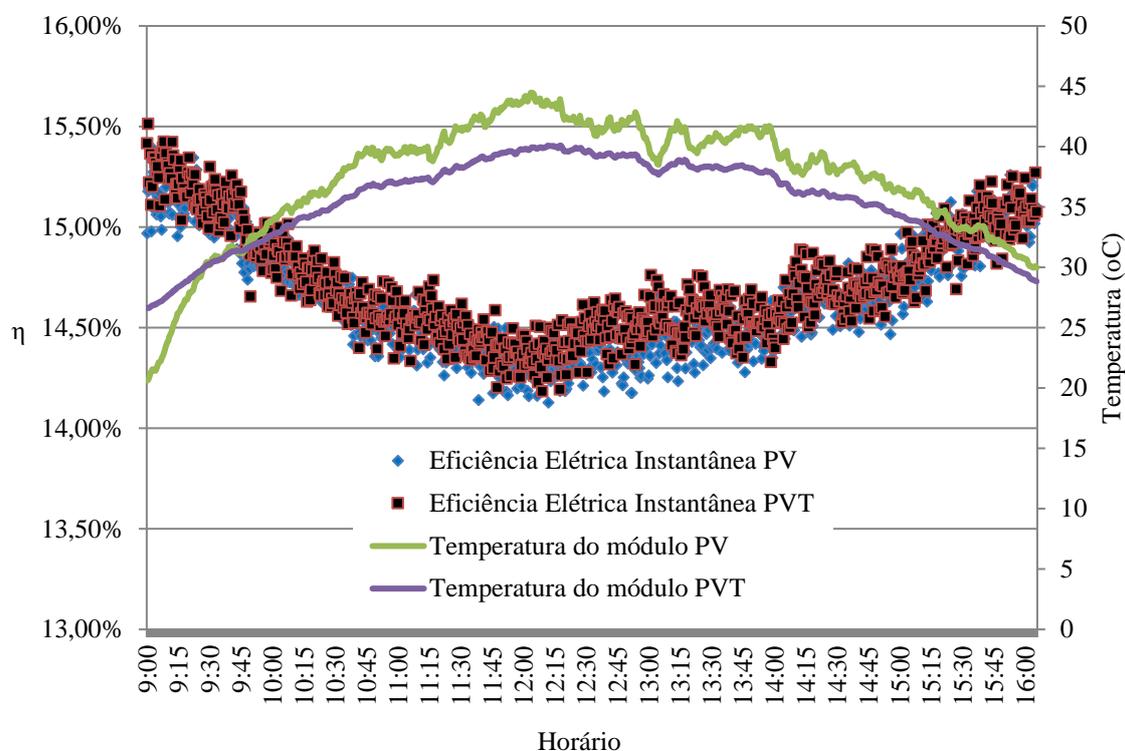


Tabela 4.3– Comparação da energia elétrica gerada ao longo de um dia pelo módulo FV e pelo módulo PVT.

Dia	Maior Geração de Energia Elétrica	(%)
1	PVT	0,41
2	PVT	0,48
3	PVT	0,24
4	FV	0,75
5	PVT	0,34
6	PVT	1,07

4.2 Resultados da simulação

O sistema foi modelado no software TRNSYS para a comparação dos resultados. Embora o módulo PVT, confeccionado e simulado, sejam diferentes, o objetivo dessa investigação é determinar se o comportamento dos módulos possui a mesma tendência. Em caso positivo, significa que o modelo simulado pode ser utilizado para prever qualitativamente o comportamento do módulo PVT confeccionado.

Os valores dos parâmetros para o módulo PVT estão dispostos na Tabela 4.4. O sistema requer que se programe uma vazão ao longo de períodos fixos de tempo. Para o caso estudado, este período foi de 24 horas. Foi simulada uma vazão mássica do fluido igual a zero durante o período do dia em que o módulo estava fora de operação, e vazão constante nas horas em que estava em uso.

Tabela 4.4 – Parâmetros do módulo PVT utilizados no TRNSYS.

Parâmetro	Valor
Área do coletor/módulo, A_c (m ²)	1,63
Fator de eficiência do coletor, F' (-)	0,7
Calor Específico da água, $C_{p_{H_2O}}$ (kJ/kgK)	4,19
Coberturas de vidro	1
Absortividade do módulo, $\alpha_{mód}$	0,898
Emissividade do módulo, $\varepsilon_{mód}$	0,9
Coefficiente de perdas superfície inferior, U_b (W/m ² K)	7,5
Produto entre coeficiente de extinção e espessura	0,0524
Coefficiente de temperatura do módulo PVT (%)	- 0,43
Temperatura da célula fotovoltaica de referência	20,4
Fator de Ocupação	0,95

As temperaturas de saída do fluido foram calculadas e comparadas, entre valores experimentais e simulados, através do desvio absoluto médio e do desvio relativo médio para cada dia de ensaio. O desvio absoluto médio foi de 0,69 °C, variando entre 0,31 e 0,91 °C, valores mínimo e máximo, respectivamente. O desvio relativo médio foi de 2,98%, oscilando entre 1,77% e 3,98%, valores mínimos e máximos, respectivamente.

A Figura 4.5 apresenta o comportamento das temperaturas de entrada da água e de saída da água, tanto para o módulo PVT confeccionado como para o módulo PVT simulado. Observando-se essa Figura 4.5, que o comportamento das temperaturas de saída é o mesmo ao longo do dia. Além disso, a diferença entre os valores medidos e simulados é praticamente constante.

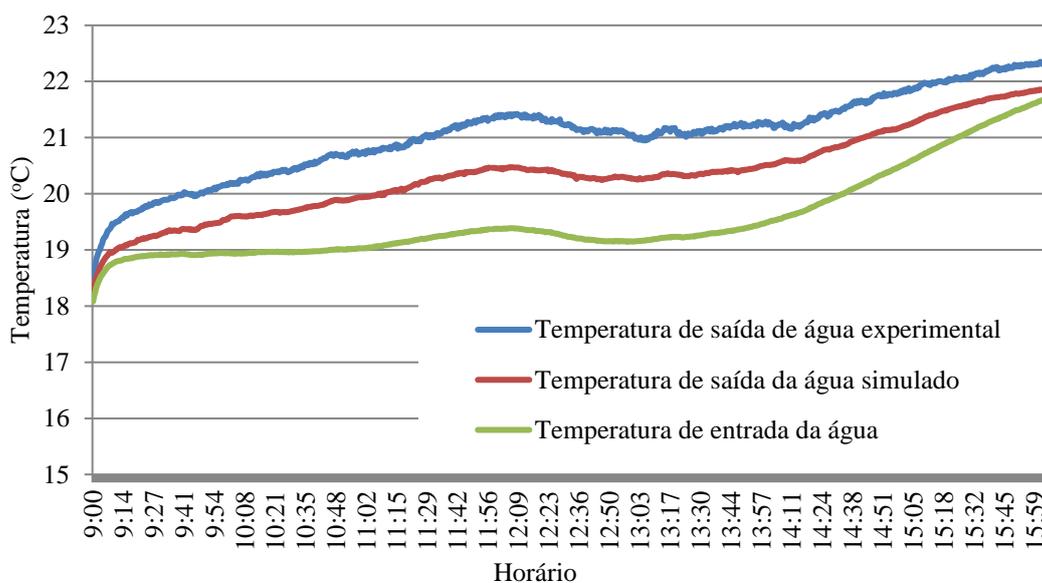


Figura 4.5 – Temperaturas de entrada e saída de água para os módulos PVT simulado e confeccionado no dia 23/05/2018.

É importante salientar a diferença de configuração entre o módulo PVT confeccionado e o módulo PVT simulado. O primeiro possui uma serpentina de polímero na qual a água escoava primeiro no sentido de cima para baixo e depois no sentido de baixo para cima. O segundo é do tipo placa tubo, ou seja, a água entra por baixo e sai por cima. Assim, a água que circula pelo módulo PVT confeccionado possui um tempo de residência dentro do tubo superior ao tempo de residência da água que circula pelo módulo PVT simulado.

Essa diferença no escoamento pode justificar o comportamento das curvas de temperatura de saída da água, as quais possuem a mesma tendência, porém com valores diferentes. O mesmo comportamento é observado nos dias 24/05 e 08/06, Figuras 4.6 e 4.7, respectivamente, corroborando a hipótese apresentada acima. Contudo, lembra-se que o máximo desvio relativo máximo foi de aproximadamente 4%.

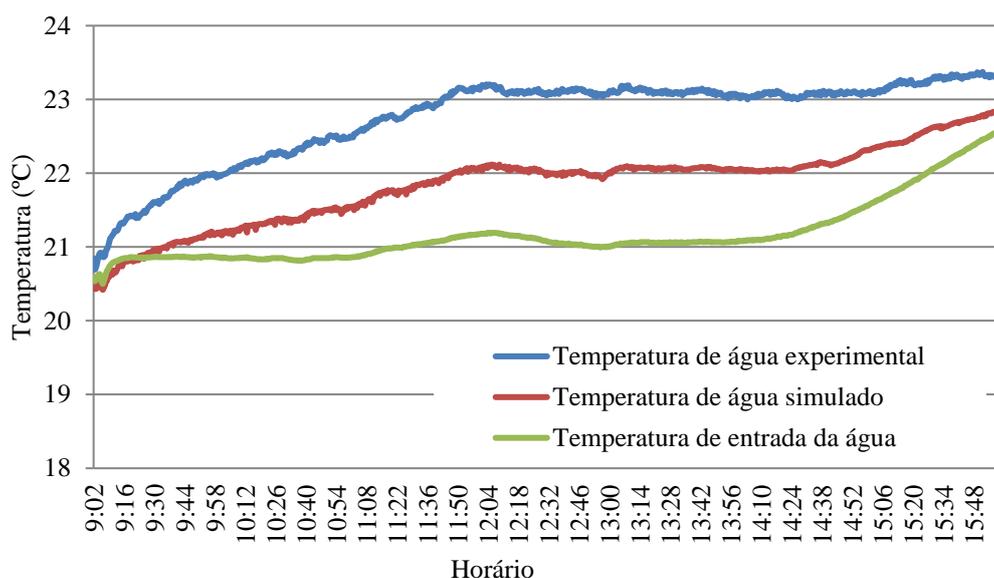


Figura 4.6 – Temperaturas de entrada e saída de água para os módulos PVT simulado e confeccionado no dia 24/05/2018.

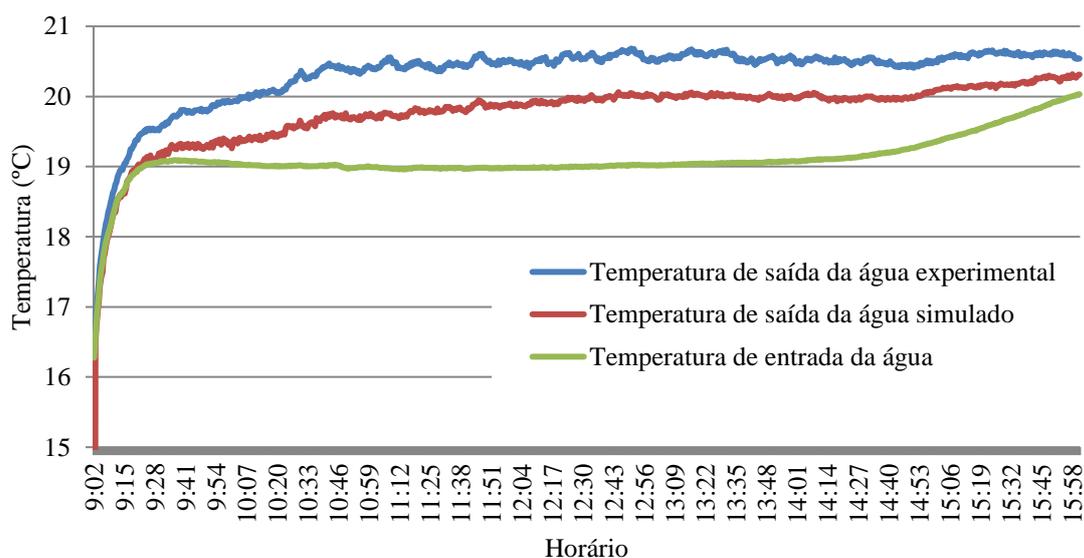


Figura 4.7 – Temperaturas de entrada e saída de água para os módulos PVT simulado e confeccionado no dia 08/06/2018.

O desvio relativo médio para as potências de pico ficou em 4,30%, oscilando entre 8,21% e 2,26%. Os valores de potência obtidos experimentalmente foram maiores que os valores simulado, em todos os casos avaliados. As duas curvas de potência, experimental e simulada, apresentaram a mesma tendência, como pode ser visto na Figura 4.8, que

mostra os resultados ao longo do dia 24/05. Os outros dias analisados apresentaram gráficos similares.

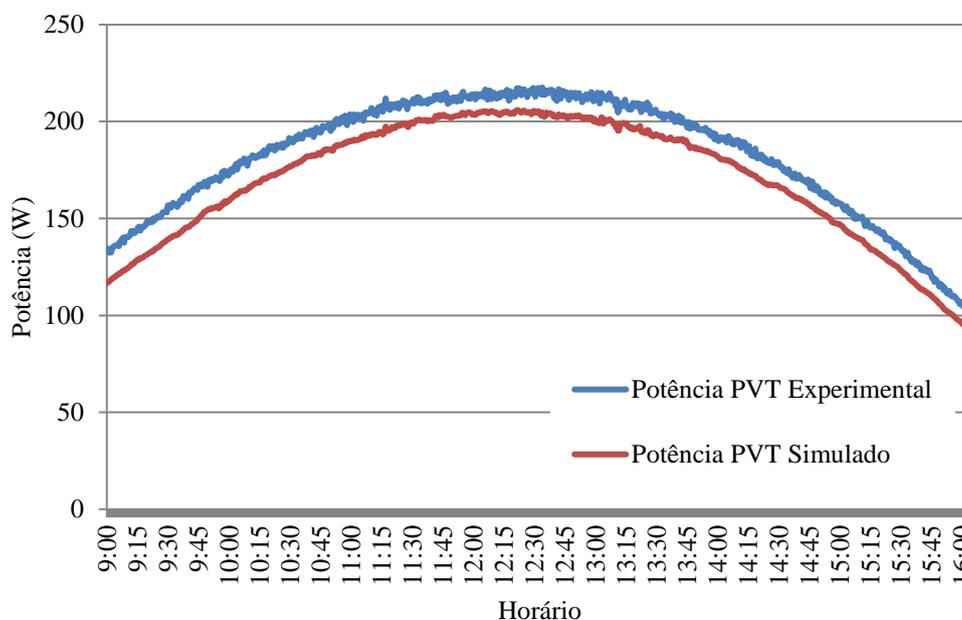


Figura 4.8 – Potência de pico dos módulos FV e PVT ao longo do dia 24/05. (autor, 2018).

A diferença das temperaturas de saída de água, experimental e simulada, pode explicar a diferença das potências de pico entre os dois casos. Como a temperatura de saída da água, no caso experimental, é superior à a temperatura de saída da água, no caso simulado, é esperado que a curva de potência experimental possua valores superiores aos da curva de potência simulada. Quanto maior for a temperatura de saída da água, maior é a transferência de calor, menor é a temperatura do módulo, e maior é a eficiência de conversão elétrica.

Novamente, os desvios foram baixos, de maneira que os resultados obtidos foram satisfatórios. Assim, conclui-se que, apesar das diferenças, o modelo disponível no software TRNSYS é capaz de simular o comportamento do módulo PVT confeccionado, desde que sejam aceitos desvios médios da ordem de 5%.

5 CONCLUSÕES

As demandas de calor e eletricidade são necessárias em diferentes aplicações, e a união em um único dispositivo é um ótimo avanço para futuras necessidades energéticas. Nesse sentido, a presente dissertação tinha como objetivo a caracterização de um módulo fotovoltaico híbrido tipo PVT, com água como fluido de trabalho. Foram avaliados os comportamentos térmico e elétrico desse protótipo experimental ao longo de vários dias de ensaios, e comparados à simulação em um software, TRNSYS.

Comparando-se os resultados experimentais com os resultados obtidos através da simulação no TRNSYS, chega-se à conclusão de que o modelo disponível no TRNSYS é capaz de simular o comportamento do módulo PVT confeccionado, desde que sejam aceitos desvios médios da ordem de 5%.

Assim, os resultados obtidos são considerados satisfatórios. A diferença das temperaturas de saída de água, experimental e simulada, deve estar associada à geometria, e conseqüentemente escoamento, dos módulos. Isso impacta diretamente na geração de energia elétrica, o que explicaria a diferença nos gráficos da potência.

Finalmente, salienta-se que o módulo PVT confeccionado para este trabalho figura entre os primeiros estudos, dentro deste tema, no Laboratório de Energia Solar da UFRGS.

6.1 Trabalhos futuros

Para trabalhos futuros, sugere-se o acompanhamento do ensaio em diferentes épocas do ano. Os experimentos foram realizados somente durante o fim do outono. A hipótese é de que no calor, os módulos FV esquentem mais, e o resfriamento devido à passagem do fluido seja maior, melhorando ainda mais a eficiência elétrica. Outra sugestão seria implementar um perfil de consumo de água quente para residências familiares, edificações comerciais, ou indústrias, em um circuito fechado, onde exista um reservatório, e analisar sua viabilidade financeira.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR 12.136 – Módulos Fotovoltaicos – Determinação de Características Fotoelétricas**. Rio de Janeiro, 2012.

ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR 15747-2 – Sistemas Solares Térmicos e Seus Componentes – Coletores Solares Parte 2: Métodos de ensaio**. Rio de Janeiro, 2009.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº. 482 de 17 de abril de 2012**. <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>, 2012, Acesso em: 08-08-2018.

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº. 687 de 24 de novembro de 2015**. <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>, 2015, Acesso em: 08-08-2018.

Almeida, L., Oliveira, A. Study of a Hybrid PV-Thermal Solar System to Provide Electricity and Heat in Portugal. **International Journal of Ambient Energy**, vol. 10. p. 153-161, 2008.

Allan, J., Dehouche, Z., Stankovic, S., Mauricette, L. Performance Testing of Thermal and Photovoltaic Thermal Solar Collectors. **Energy Science & Engineering**, vol. 3, p. 310-326, 2015.

Altener. **Energia Fotovoltaica, Manual Sobre Tecnologias, Projeto e Instalações**, 2004.

Del Amo, A., Martínez-Gracia, A., Bayod-Rújula, A., Antonanzas, J. An Innovative Urban Energy System Constituted by a Photovoltaic/Thermal Hybrid Solar Installation: Design, Simulation and Monitoring. **Applied Energy**, vol. 186, p. 140-151, 2017.

Ancines, C. **Comparação entre o Desempenho de um Coletor Híbrido Térmico Fotovoltaico com o de um Coletor Plano e um Módulo Fotovoltaico Convencional**. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2016.

Aste, N., Del Pero, C., Leonforte, F., Manfren, M. Performance Monitoring and Modelling of an Uncovered Photovoltaic-Thermal (PVT) Water Collector. **Solar Energy**, vol. 135, p. 551-568, 2016.

Bermann, C. **Energia no Brasil: Para quê? Para Quem?** São Paulo: FASE, Livraria da Física, 2002.

Brahim, T., Jemni, A. Economical Assessment and Applications of Photovoltaic/Thermal Hybrid Solar Technology: A Review. **Solar Energy**, vol. 153, p. 540-561, 2017.

Borges, C. **O conceito de desempenho de edificações e a sua importância para o setor da construção civil no Brasil**. Dissertação de mestrado. Escola Politécnica. Universidade de São Paulo. São Paulo, 2008.

Buonomano, A., Calise, F., Palombo, A., Vicidomini, M. Adsorption Chiller Operation by Recovering Low-Temperature Heat from Building Integrated Photovoltaic Thermal Collectors: Modelling and Simulation. **Energy Conversion and Management**, vol. 149, p. 1019-1036, 2017.

Chow, T. Performance Analysis of Photovoltaic-Thermal Collector by Explicit Dynamic Model. **Solar Energy**, vol. 75, pp. 143-152, 2003.

Duffie, J., Beckman, W. **Solar Engineering of Thermal Processes**. 4th Edition. New Jersey, 2013, 928 p.

Elbreki, A., Alghoul, M., Al-Shamani, A., Ammar, A., Yegani, B., Aboghara, A., Ruslan, M., Sopian, K. The Role of Climatic Design-Operational Parameters on Combined PV/T Collector Performance: A Critical Review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 57, p. 603-647, 2016.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **BEN - Balanço Energético Nacional 2018: Ano base 2017**. Rio de Janeiro. EPE, 2017, 292 p.

Fan, W., Kokogiannakis, G., Ma, Z., Cooper, P. Development of a Dynamic Model for a Hybrid Photovoltaic Thermal Collector – Solar Air Heater with Fins. **Renewable Energy**, vol. 101, p. 816-834, 2017.

Florschultz, L. Extension of the Hottel-Whillier Model to the Analysis of Combined Photovoltaic/Thermal Flatplate Collectors. **Solar Energy**, vol. 22, p. 361-366, 1979.

Haurant, P., Menezo, C., Gaillard, L., Dupeyrat, P. A Numerical Model of a Solar Domestic Hot Water System Integrating Hybrid Photovoltaic/Thermal Collectors. **Energy Procedia**, vol. 78, p. 1991-1997, 2015.

Hottel, H., Whillier, A. Evaluation of Flat-Plate Solar Collector Performance. **Trans. Conf. Use Sol.**, vol. 3, 1955.

Hottel, H., Woertz, A. Performance of Flat-Plate Solar Heat Collectors. **ASME Trans.**, vol. 64, p. 91, 1944.

Huide, F., Xuxin, Z., Lei, M., Tao, Z., Qixing, W.; Hongyuian, S. A Comparative Study on Three Types of Solar Utilization Technologies for Buildings: Photovoltaic, Solar Thermal and Hybrid Photovoltaic/Thermal Systems. **Energy Conversion and Management**, vol. 140, p. 1-13, 2017.

Ibrahim, A., Othman, M., Ruslan, M., Mat, S., Sopian, K. Recent Advances in Flat Plate Photovoltaic/Thermal (PV/T) Solar Collectors. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 15, p. 352-364, 2011.

ISO - International Standard Organization. **ISO 9060 – Specification and Classification of Instruments for Measuring Hemispherical Solar and Direct Solar Radiation**, 1990.

Junior, E.E.B., Rodrigues, L.J., **Coletor Híbrido Térmico Fotovoltaico: Revisão de Simulações e Dimensionamentos**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado, RS, 2018.

Kalogirou, S., Tripanagnostopoulos, Y. Hybrid PV/T Solar Systems for Domestic Hot Water and Electricity Production. **Energy Conversion and Management**, vol. 47, p. 3368-3382, 2006.

Khelifa, A., Touafek, K., Moussa, H., Tabet, I. Modelling and Detailed Study of Hybrid Photovoltaic Thermal (PV/T) Solar Collector. **Solar Energy**, vol. 135. p. 169-176, 2016.

Klein, S. A. Calculation of Flat-Plate Collector Loss Coefficients. **Solar Energy**, vol. 17, p. 79-81, 1975.

Manea, T. **Desenvolvimento de uma Bancada para Ensaios de Coletores de Tubos de Vidro à Vácuo**. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2012.

Mellor, A., Alvarez, D., Guarracino, I., Ramos, A., Lacasta, A., ççin, L., Murrell, A., Paul, D. Chemisana, D., Markides, C., Ekins-Daukes, N. Roadmap for the Next Generation of Hybrid Photovoltaic-Thermal Solar Energy Collectors. **Solar Energy**, vol. 174, p. 386-398, 2018.

Pauly, L., Rekha, L., Vazhappily, C., Melyinraj, C. Numerical Simulation for Solar Hybrid Photovoltaic Thermal Air Collector. **Procedia Technology**, vol. 24, p. 513-522, 2016.

Pereira, E., Martins, F., Gonçalves, A., Costa, R.; Lima, F., Ruther, R., Abreu, S., Tiepolo, G., Pereira, S., Souza, J. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2ª edição. INPE. São José dos Campos, SP, 2017.

Pereira, E. M. D.. Publicação eletrônica [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <Edison Estivaleta Bilhalva Junior> em 28-06-2018.

Pressani M., Sommerfeldt, N., Madani, H. **Investigation of PV/thermal Collector Models for Use with Ground Source Heat Pumps in Transient Simulations**. International Solar Energy Society, Conference Proceedings. EuroSun 2016, 2016.

Pinho, J. T., Galdino, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. CEPEL-CRESESB, Rio de Janeiro, RJ, 2014, 528 p.

Rosa, F. **Aplicabilidade de Coletores Solares e um Tubo Evacuado no Brasil**. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre. 2012.

Sathe, T., Dhoble, A. A Review on Recent Advancements in Photovoltaic Thermal Techniques. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 28, p. 645-672, 2015.

Silva, F.; Lima, F. **Análise Numérica de um Coletor Solar Híbrido de Placa Plana (PV-T) para a Produção de Eletricidade e Água Quente**. VI CBENS – Congresso Brasileiro de Energia Solar, Belo Horizonte, MG, 2016.

Simioni, C.A.O. **Uso de Energia Renovável Sustentável na Matriz Energética Brasileira: Obstáculos para o Planejamento e Ampliação de Políticas Sustentáveis**. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Paraná. Curitiba, PR, 2006.

Sjerps-Koomen, E., Alsema, E., Turkenbur, W. A Simple Model for PV Module Reflection Losses Under Field Conditions. **Solar Energy**, vol. 57, p. 421-432, 1996.

Sukesh, N., Lakshmisagar, P., Kumar, G. Heat Transfer Analysis of Fin Performance for PVT absorber. **Journal of Mechanical engineering and Automation**, vol. 5, p. 1-4, 2015.

Tachon, L., Hipolito, H., Passos, J. **Analysis and Application of Combined Photovoltaic/Thermal (PV/T) Flat-Plate Collectors for Low Income Residences in Brazil**. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar. Belo Horizonte, MG, 2016.

Toro, J. **Análise Comparativa de um Sistema Passivo com um Sistema Ativo de Aquecimento de Água por Meio de um Coletor Solar de Tubos de Vidro a Vácuo**. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, 2015.

Tripagnostopoulos, Y., Souliotis, M., Battisti, R., Corrado, A. Energy, Cost, and LCA of PV and Hybrid PV/T Solar Systems. **Progress in Photovoltaics Research and Applications**, vol. 13, p. 235-250, 2005.

TRNSYS, a Transient Simulation Program. University of Wisconsin-Madison. Solar Energy Laboratory. Madison, Wisconsin: the Laboratory, 2016.

Tyagi, V., Kaushik, S., Tyagi, S. Advancement in Solar Photovoltaic/Thermal (PV/T) Hybrid Collector Technology. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 16, p. 1383-1398, 2012.

Vokas, G., Christandonis, N., Skittides, F. Hybrid Photovoltaic-Thermal Systems for Domestic Heating and Cooling – A Theoretical Approach. **Solar Energy**, vol. 80, p. 607-615, 2006.

de Vries, D. W. **Design of a Photovoltaic/Thermal Combi-Panel**. Eindhoven Technical University, 1998.

Zondag, H., Vries, D., Van Helden, W., Van Zolingen, R., Van Stinhoven, A. The yield of different combined PV-Thermal Collectors Designs. **Solar Energy**, vol. 72, p. 353-365, 2003.

Zondag, H., Van Helden, W., Barker, M., Affolter, P., Eisenmann, W., Fechner, H., Tripanagnostopoulos, Y. **PVT RoadMap, a European Guide for the Development and Market Introduction of PV-Thermal Technology**. PV Catapult Project, 2005.

ANEXO A – Módulo FV: dados do fabricante

Mono **Multi** Solutions

TSM-PC05

THE UNIVERSAL MODULE



60 CELL
MULTICRYSTALLINE MODULE

235–245W
POWER OUTPUT RANGE

15.0%
MAXIMUM EFFICIENCY

0 to +3%
POSITIVE POWER TOLERANCE

TRINA SOLAR: A STRONG AND RELIABLE PARTNER

As a leading global manufacturer of next generation photovoltaic products, Trina Solar is committed to building mutually beneficial alliances with installers, developers, distributors and technological partners as the backbone of our shared goal to drive Smart Energy Together. Thanks to an extensive sales and service network with local expert teams throughout Europe, Trina Solar is perfectly positioned to support your needs. With Trina Solar as your strong, bankable partner you can rest assured knowing that you've made the right choice.

www.trinasolar.com

Trinasolar
Smart Energy Together



Our most versatile product

- Compatible with all major BOS components and system designs



One of the industry's most trusted modules

- Over 2GW sold across all major global markets
- Field proven performance
- Trina Solar's financial solidity consistently confirmed by banks and investors



Highly reliable due to stringent quality control

- All modules have to pass electroluminescence (EL) inspection
- Over 30 in-house tests (UV, TC, HF, and many more)
- In-house testing goes well beyond certification requirements



Certified to withstand challenging environmental conditions

- 130 km/hr wind load (2400 Pa)
- 900 kg snow load per module (5400 Pa)
- Proven resistance to ammonia and salt mist environments

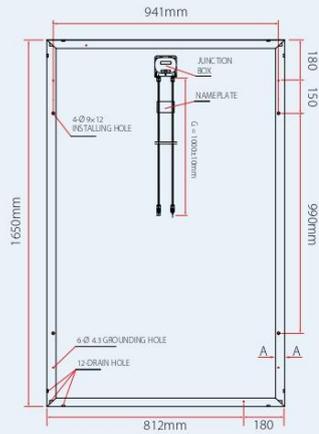
LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty

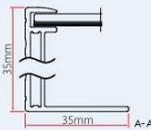


TSM-PC05 THE UNIVERSAL MODULE

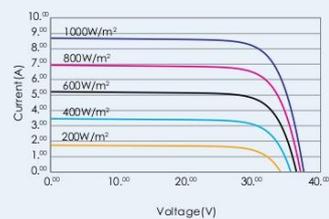
DIMENSIONS OF PV MODULE TSM-PC05



Back View



I-V CURVES OF PV MODULE TSM-245 PC05



CERTIFICATION

IEC 61215/EN 61215
IEC 61730/EN 61730
IEC 627162 PFG 1917/05.11
IEC 61701
DIN EN 60068-2-68 LC2
ULCS BBA 0016
IC11 45R038
IC11 70R045



ELECTRICAL DATA @ STC	TSM-235 PC05	TSM-240 PC05	TSM-245 PC05
Peak Power Watts- P_{max} (Wp)	235	240	245
Power Output Tolerance- P_{max} (%)	0/+3	0/+3	0/+3
Maximum Power Voltage- V_{mp} (V)	29.3	29.7	30.2
Maximum Power Current- I_{mp} (A)	8.03	8.10	8.13
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	37.2	37.3	37.5
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	8.55	8.62	8.68
Module Efficiency η_m (%)	14.4	14.7	15.0

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.
Average efficiency reduction of 4.5% at 200 W/m² according to EN 60904-1.

ELECTRICAL DATA @ NOCT	TSM-235 PC05	TSM-240 PC05	TSM-245 PC05
Maximum Power- P_{max} (Wp)	171	174	178
Maximum Power Voltage- U_{mp} (V)	26.4	26.6	26.8
Maximum Power Current- I_{mp} (A)	6.48	6.55	6.64
Open Circuit Voltage- U_{oc} (V)	34.0	34.1	34.2
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	6.97	7.04	7.10

NOCT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Multicrystalline 156 x 156mm
Cell Orientation	60 cells (6 x 10)
Module Dimension	1650 x 992 x 35 mm
Weight	18.6 kg
Glass	High Transparency Solar Glass 3.2 mm
Backsheet	White
Frame	Silver Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 65 or IP 67 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0 mm ² , 1000 mm
Connector	Original MC4

TEMPERATURE RATINGS

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C (±2°K)
Temperature Coefficient of P_{max}	- 0.43%/°K
Temperature Coefficient of V_{oc}	- 0.32%/°K
Temperature Coefficient of I_{sc}	0.047%/°K

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 to +85°C
Maximum System Voltage	1000V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	15A

WARRANTY

- 10 year Product Workmanship Warranty
- 25 year Linear Power Warranty

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

- Modules per box: 29 pieces
- Modules per 40' container: 812 pieces



TSM-PC05-EN-JUN-2013